

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра автоматизації енергосистем**

«На правах рукопису»  
УДК621.316

До захисту допущено:  
Завідувач кафедри  
\_\_\_\_\_ Анатолій МАРЧЕНКО  
«10» грудня 2020р.

**Магістерська дисертація**

**на здобуття ступеня магістра**

**за освітньо-професійною програмою «Управління, захист та  
автоматизація енергосистем»**

**зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»**

**на тему: «Модернізація електричної підстанції 110/10 кВ “Західна”»**

Виконав:

студент VI курсу, групи ЕК-з91мп  
Тихоступ Єгор Дмитрович \_\_\_\_\_

Науковий керівник:

к.т.н. Нестерко Артем Борисович \_\_\_\_\_

Консультант з охорони праці:

професор, д.т.н. Третьякова Л.Д. \_\_\_\_\_

Консультант з стартап-проекту:

ст.викладач Бахмачук С.В. \_\_\_\_\_

Консультант з технічної частини:

асистент Заколюдажний В.В. \_\_\_\_\_

Засвідчую, що у цій магістерській  
дисертації немає запозичень з праць  
інших авторів без відповідних  
посилань.

Студент \_\_\_\_\_

Київ – 2020 року

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**

**Факультет електроенерготехніки та автоматики**

**Кафедра автоматизації енергосистем**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський)

Спеціальність – 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітньо-професійна програма «Управління, захист та автоматизація енергосистем»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Завідувач кафедри

\_\_\_\_\_ Анатолій МАРЧЕНКО

«10» грудня 2020 р.

**ЗАВДАННЯ**

**на дипломний проект студенту**

Тихоступу Єгору Дмитровичу

1. Тема дисертації «Модернізація електричної підстанції 110/10 кВ “Західна”», науковий керівник дисертації Нестерко Артем Борисович к.т.н., затверджені наказом по університету від «29» 10 2020 р. №3160-с

2. Термін подання студентом проекту 10 грудня 2020 року

3. Об’єкт дослідження: підстанція 110/10 кВ “Західна”.

4. Вихідні дані до проекту: Схема підстанції, технічні умови. Матеріали науково-дослідних та проектних організацій. Каталоги виробників обладнання . Довідкова література

4. Зміст пояснювальної записки:

а) основна частина: Аналіз схеми та встановленого обладнання . Розрахунки струмів короткого замикання. Релейний захист силових трансформаторів. Релейний захист та автоматика обладнання 110кВ. Розробка старт проекту. Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час модернізації підстанції «Західна».

б) спеціальне питання: Релейний захист та автоматика обладнання 10кВ.

5. Перелік завдань, які потрібно розробити Релейний захист силових трансформаторів. Релейний захист та автоматика обладнання 110кВ. Релейний захист та автоматика обладнання 10кВ

6. Перелік графічного матеріалу (із зазначенням обов'язкових креслеників, плакатів, презентацій тощо) - Підстанція 110/10 кВ. Релейний захист і автоматика секційного вимикача. Релейний захист і автоматика. Схема електрична принципова Релейний захист і автоматика трансформатору. Шафа лінії, що відходить 10 кВ.

7. Орієнтовний перелік публікацій:

Модернізація релейного захисту і автоматики елементів підстанції “Західна” Нестерко А.Б. Тихоступ Є.Д.

8. Консультанти розділів проекту (роботи)\*

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Стартап-проекту	ст.викладач Бахмачук С.В.		
Охорона праці	професор, д.т.н. Третьякова Л.Д		

9. Дата видачі завдання “5” вересня 2020 року

#### Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання дипломного проекту (роботи)	Строк виконання етапів проекту (роботи)	Примітка
1	Аналіз схеми та обладнання	20.09.2020	Виконано
2	Розрахунки струмів короткого замикання.	03.10.2020	Виконано
3	Релейний захист силових трансформаторів	28.10.2020	Виконано
4	Релейний захист та автоматика обладнання ВРП-110кВ	13.11.2020	Виконано
5	Релейний захист та автоматика обладнання ЗРП 10кВ	24.11.2020	Виконано
6	Графічна частина . Оформлення роботи	10.12.2020	Виконано

Студент  
Науковий керівник

Єгор ТИХОСТУП  
Артем НЕСТЕРКО

## РЕФЕРАТ

Магістерська дисертація складається з 7 розділів та графічної частин. Розділи виконані на 96 сторінках формату А4, які містять в собі 27 таблиць, 2 рисунки, 34 джерела використаної літератури. Графічна частина містить 7 аркушів креслень форматом А1.

**Актуальність теми:** забезпечення надійності електропостачання і безаварійної роботи електрообладнання.

**Мета дослідження:** вибір обладнання, що відповідає заданим технічним вимогам.

**Об'єкт дослідження:** підстанція 110/ 10 кВ “Західна” .

**Предмет дослідження:** вибір та розрахунки пристроїв релейного захисту і автоматики підстанція 110/ 10 кВ.

**Методи дослідження:** розрахунок параметрів релейного захисту і автоматики підстанція 110/ 10 кВ.

**Ключові слова:** РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ, ВРП 110 кВ, ЗРП 10 кВ, ALSTOM, МІСОМ-Р122, МІСОМ-Р632, СТРУМОВА ВІДСІЧКА, МАКСИМАЛЬНИЙ СТРУМОВИЙ ЗАХИСТ, ЗАМИКАННЯ.

## ABSTRACT

The master's dissertation consists of 7 sections and graphic parts. Sections are made on 96 A4 pages, which contain 27 tables, 2 figures, 34 sources of references. The graphic part contains sheets of drawings in A1 format.

**Relevance of the topic:** ensuring the reliability of power supply and trouble-free operation of electrical equipment.

**The purpose of the study:** the choice of equipment that meets the specified technical requirements.

**Object of research:** 110/10 kV substation “Zahidna”.

**Subject of research:** selection and calculations of relay protection and automation devices 110/10 kV substation.

**Research methods:** calculation of parameters of relay protection and automation of 110/10 kV substation.

**Keywords:** RELAY PROTECTION, GRP 110 kV, ZRP 10 kV, ALSTORM, MICOME P122, MICOME P632, CURRENT CUT OFF, MAXIMUM CURRENT PROTECTION, CIRCUIT.

## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ.....	9
ВСТУП.....	10
1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ	
"ЗАХІДНА".....	11
1.1 Головна схема електричних з'єднань підстанції.....	11
1.2 Основне електричне устаткування підстанції.....	13
1.3 Силові трансформатори і трансформатори власних потреб.....	14
1.4 Основне комутаційне устаткування.....	15
1.5 Вимірювальне устаткування, прилади обліку електричної енергії.....	19
1.6 Засобів захисту устаткування від атмосферних і комутаційних перенапружень.....	20
1.7 Засоби компенсації струмів ємностей.....	21
Висновки.....	22
2 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ "Західна".....	23
2.1 Дослідження режимів роботи силових трансформаторів.....	23
2.2 Вибір силових трансформаторів на підстанції "Західна".....	32
Висновки.....	33
3. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ "Західна".....	34
3.1 Методика розрахунку струмів короткого замикання.....	34
3.2 Складання схеми заміщення і визначення її параметрів.....	36
3.3 Результати розрахунку струмів короткого замикання.....	37
Висновки.....	38
4 ЗАХОДИ ЩОДО ЗАМІНИ ЕЛЕКТРИЧНОГО УСТАТКУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ "Західна".....	39
4.1 Вибір принципової схеми розподільного пристрою напругою 110 і 10 кВ.....	39

4.2 Вибір силового устаткування на стороні 110 кВ.....	41
4.2.1 Вибір комутаційної апаратури.....	41
4.2.2 Вибір обмежувачів перенапруження.....	46
4.3 Вибір силового устаткування на стороні 10 кВ.....	47
4.3.1 Вибір комутаційної апаратури.....	47
4.3.2 Вибір контрольно-вимірювальних приладів.....	49
4.3.3 Вибір трансформаторів струму і напруги .....	49
4.3.4 Вибір трансформаторів і схеми власних потреб підстанції.....	54
4.3.5 Вибір обмежувачів перенапруження.....	56
4.3.6 Вибір заземлюючих дугогасильних реакторів.....	56
Висновки.....	57
5 РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ЕЛЕМЕНТІВ ПІДСТАНЦІЇ.....	58
5.1 Загальні положення.....	58
5.2 Захист ліній, що відходять, на 10 кВ.....	60
5.3 Релейний захист трансформатора.....	69
Висновки.....	73
6. РОЗРОБЛЕННЯ ОКРЕМИХ ЕТАПІВ СТАРТАП-ПРОЕКТУ.....	74
6.1 Визначення обсягу інвестиційних витрат при реконструкції підстанції як елемент фінансово-економічний аналізу.....	74
6.2 Розрахунок фінансово-економічні показників заміни устаткування на підстанції як елемент фінансово-економічний аналізу.....	77
Висновки.....	81
7. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОДЕРНІЗАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ «ЗАХІДНА».....	82
7.1 Загальна характеристика трансформаторної підстанції «Західна».....	82
7.2 Визначення обсягів і послідовності робіт у ході експлуатації або під час модернізації енергетичного об'єкту.....	83
7.3 Визначення та оцінка показників умов праці на робочих місцях.....	84
7.4 Визначення та оцінка шкідливих і небезпечних виробничих чинників....	84

7.5 Вибір технічних та організаційних заходів з безпеки праці.....	85
7.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників.....	86
7.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.....	87
7.8 Розрахунок площі перерізу кабеля заземлення КРУ 2-10.....	88
Висновки.....	89
ВИСНОВКИ.....	90
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ.....	92



## **ПЕРЕЛІК ПРИЙНЯТИХ СКОРОЧЕНЬ**

АВР- автоматичний ввід резерву;

ВН- високої напруги;

ВРУ- відкритий розподільчий пристрій;

ЕВ- електромагніти включення;

ЗРУ- закритий розподільчий пристрій;

КЗ-коротке замикання;

МТЗ- максимальний струмовий захист

НН-низької напруги;

ПЛ- повітряні лінії;

СВ- струмова відсічка;

ТВП-Трансформатори власних потреб

## ВСТУП

Безперервне, надійне та економне забезпечення споживачів якісною електроенергією – основною задачею електропостачання.

Необхідно відмітити, що підвищення надійності електропостачання споживачів електричної енергії відбувається за рахунок правильного розрахунку та вибору сучасного обладнання для релейного захисту силових трансформаторів.

У релейного захисту в останнє десятиліття відбулися якісні зміни, викликані широким використанням цифрової (мікропроцесорної) техніки. Зазначене обумовлено, в першу чергу, істотними перевагами релейного захисту на мікропроцесорній основі порівняно з електромеханічного та електронного релейного захистом.

Підвищення ефективності може бути досягнуто лише при правильному розумінні і застосуванні функцій цифрового релейного захисту, і в першу чергу функцій складних захистів. Це обумовлено тим, що ЦРЗ має ряд істотних особливостей порівняно з попередніми поколіннями пристроїв релейного захисту. Зазначене стосується, перш за все, до самої структури побудови ЦРЗ, де не існує фізичних блоків, що відповідають окремим захисним функціям.

Диференціальна захист є захистом з абсолютною селективністю, що діє без витримки часу, і застосовується для організації захисту електричних машин, силових трансформаторів, збірних шин і приєднань всіх рівнів напруги. Значні удосконалення були привнесені з початком використання цифрових технологій, що дозволило зробити даний принцип ще більш привабливим для користувача.

## **1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ "ЗАХІДНА"**

Оцінка технічного стану вказує на необхідність реконструкції підстанції 110/10 кВ "Західна". У цьому розділі розглядається перелік питань,

рішення яких дозволить виявити необхідний об'єм робіт щодо поліпшення технічного стану діючої підстанції. Особливу увагу слід приділити:

- 1) схемам електричних з'єднань - їх надійності, простоті і зручності в експлуатації;
- 2) електричному устаткуванню підстанції - фізичному зносу;
- 3) можливості впровадження нових технологій - систем телемеханіки, автоматизованих систем обліку електроспоживання, релейного захисту і автоматики на основі мікропроцесорної техніки.

### **1.1 Головна схема електричних з'єднань підстанції**

Електрична підстанція 110/10 кВ "Західна" є електроустановкою для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії. Підстанція включає розподільні пристрої (ОРУ-110кВ, РУ- 10 кВ), два трансформатори (ТДН-10000/110/10), пристрої управління і інші допоміжні пристрої.

Представлена спрощена принципова схема електричної підстанції 110/10 кВ "Західна". У відкритому розподільчому пристрої 110 кВ застосована схема містка з двома секційними роз'єднувачами в перемичці і віддільники в ланцюгах трансформаторів.

Секційні роз'єднувачі QS3 і QS4 у нормальному стані вимкнені.

На низькій стороні 10 кВ застосована схема з однією секціонованою системою шин. У нормальному режимі роботи секційний вимикач Q3 відключений. При аварійному відключенні силового трансформатора або живлячої лінії секційний вимикач Q3 вмикається автоматично за допомогою АВР.

Підстанція "Західна" призначена для електропостачання трамвайного управління, експериментальної бази, дитячої лікарні міста.

Трамвайне управління відноситься до споживачів I категорії. Перерва електропостачання цього споживача може привести до порушення технологічного процесу, що спричинить важкий матеріальний збиток. Щоб забезпечити безперебійне електропостачання споживачів I категорії, вони повинні живитися від двох трансформаторних підстанцій. Тоді перерва в електропостачанні станеться на час автоматичного відновлення живлення, що допустимо ПУЕ [1].

Дитяча лікарня також відноситься до споживачів I категорії, оскільки перерва електропостачання її може спричинити небезпеку для життя людей.

Від підстанції "Західна" живиться експериментальна база, яка відноситься до споживачів II категорії надійності. Цей споживач також повинен живитися від двох трансформаторних підстанцій.

Таким чином, електрична схема підстанції задовольняє вимогам надійності, що вимагають від неї, оскільки забезпечує надійне електропостачання споживачів I і II категорій.

## 1.2 Основне електричне устаткування підстанції

Підстанція "Західна" спроектована із застосуванням комплектної трансформаторної підстанції з блоків заводського виконання.

Розташування устаткування підстанції виконане відповідно до будівельних норм і правил електроустановок (ПУЕ). Територія підстанції захищена від господарсько - побутових забудов сітчастим обгороджуванням.

Підстанція складається з наступних розподільних пристроїв: ОРУ- 110 кВ і РУ- 10 кВ.

ОРУ- 110 кВ виконано з окремих блоків, що є конструкцією з вмонтованим устаткуванням. Усі апарати розташовані на невисоких залізобетонних підставах. По території передбачаються проїзди для можливості монтажу і ремонту устаткування.

Збірні шини в 110 кВ виконані з гнучких провідників (дроти АС- 120). Кріпляться шини на порталах за допомогою підвісних ізоляторів.

Фундамент під трансформатори виконаний з плит НСП на гравієвій подушці і блоків ФБС. Під трансформатором влаштований маслоприймальник. Обгороджування маслоприймальної ями виконане з плит ПТ 10,5.

Кабелі оперативних ланцюгів, ланцюгів управління, релейного захисту і автоматики прокладаються в лотках із залізобетонних конструкцій без заглиблення їх в ґрунт або в металевих лотках.

РУ- 10 кВ комплектується шафами типу КРУ2- 10. КРУ2- 10 складається з шаф броньованого типу (з розподілом на відсіки) і шинних мостів.

Конструктивно в шафах виділені наступні відсіки:

- 1) апаратура головних ланцюгів - відсік елементу викочування;
- 2) збірні шини - відсік збірних шин;
- 3) відсік лінійних приєднань;

4) апаратура релейного захисту і автоматики - відсік вторинної комутації.

На елементі викочування встановлюється масляний вимикач серії ВМПП, розрядники, трансформатори струму і напруги, секційні розмикачі. Елемент викочування в шафах має два фіксовані положення: робоче і контрольне (випробувальне). Переміщення елемента викочування з одного положення в інше здійснюється за допомогою механізму викочування, при цьому струмоведучі частини закриваються захисними шторками. Фіксувальні пристрої забезпечують закріплення елемента викочування і унеможливають його мимовільного переміщення всередині шафи при роботі всіх механізмів як в нормальному режимі, так і при короткому замиканні. Шафи виконані таким чином, що забезпечується безпека персоналу при їх огляді і обслуговуванні, включаючи роботи у відсіку вимикача і кабельному відсіку (у тому числі приєднання-від'єднання силових кабелів) за наявності напруги на збірних шинах КРУ і без порушення нормальної роботи ланцюгів в сусідніх шафах.

### **1.3 Силові трансформатори і трансформатори власних потреб**

На електричній підстанції 110/10 кВ "Західна" встановлено два силові двообмоточні трансформатори: Т1 і Т2 типу ТДН- 10000/110/10. Нейтралі обмоток трансформаторів у нормальному стані заземлені для зниження струмів короткого замикання. У таблиці 1.1 представлені характеристики силових трансформаторів Т1 і Т2.

Потужність споживачів власних потреб підстанції невелика, тому вони приєднуються до мережі 380/220 В через знижувальні трансформатори Т3 і Т4 типу ТМ- 63/10/0,4. Трансформатори власних потреб приєднані відпаюваннями до введень силових трансформаторів Т1 і Т2 і захищені запобіжниками типу ПКТ- 10/30. У таблиці 1.2 представлені характеристики трансформаторів Т3 і Т4.

### 1.4 Основне комутаційне устаткування

Основними комутаційними апаратами в ОРУ- 110 кВ являються роз'єднувачі, віддільники і короткозамикачі.

Як комутаційний апарат, призначений для відключення і включення електричних ланцюгів без струму або з незначним струмом і для створення видимого розриву в повітрі, на діючій електричній підстанції 110/10 кВ "Західна" використовуються роз'єднувачі типу РНДЗ- 2-110. Характеристики роз'єднувачів ОРУ- 110 кВ представлені в таблиці 1.3.

Таблиця 1.1 - Основні технічні характеристики силових трансформаторів Т1 і Т2 типу ТДН- 10000/110/10

Параметр	Величина	
	Т1	Т2
Тип	ТДН	ТДН
Номинальна потужність $S_{ном}$ , кВ·А	10000	10000
Номинальна напруга ВН, кВ	115	115
Номинальна напруга НН, кВ	11	11
Напруга короткого замикання $U_k$ , %	10,5	10,5
Втрати короткого замикання $\Delta P_k$ , кВт	58	58
Струм холостого ходу $I_x$ , %	0,9	0,9
Втрати холостого ходу $\Delta P_x$ , кВт	14	14
Схема з'єднання обмоток	Y -(/Δ	Y -(/Δ
Тип РПН в нейтралі обмотки ВН	РС- 4	РС- 4
Межі регулювання напруги	$\pm 9 \times 1,78\%$	$\pm 9 \times 1,78\%$
Тип вбудованих трансформаторів струму	ТВТ- 110	ТВТ- 110
коефіцієнт трансформації	150/5	150/5
Рік виготовлення / рік установки	1975/1978	1973/1978
Норма на повне відновлення, %	4,4	4,4
Термін корисного використання, років	23	23

Таблиця 1.2 - Технічні характеристики трансформаторів власних потреб Т3 і Т4 типу ТМ- 63/10/0,4

Параметр		Величина	
		Т3	Т4
Тип		ТМ	ТМ
Номинальна потужність $S_{ном}$ , кВ·А		63	63
Номинальна напруга $U_{ном}$ , кВ	10	10	10
	0,4	0,4	0,4
Напруга короткого замикання $U_k$ , %		4,7	4,7
Втрати короткого замикання $\Delta P_k$ , кВт		1,47	1,47
Струм холостого ходу $I_x$ , %		2,8	2,8
Втрати холостого ходу $\Delta P_x$ , кВт		0,26	0,26
Схема з'єднання обмоток		Y/Y -(	Y/Y -(
Межі регулювання напруги		$\pm 2 \times 2,5\%$	$\pm 2 \times 2,5\%$
Рік виготовлення / рік установки		1975/1978	1978/1979
Норма на повне відновлення, %		4,4	4,4
Термін корисного використання, років		23	23

Таблиця 1.3 - Технічні характеристики роз'єднувачів типу РНДЗ- 2-110

Параметр		Величина
Номинальна напруга, кВ		110
Номинальний струм, А		1000
Головні ножі	граничний кризний струм, кА	80
	струм термічної стійкості, кА	31,5
	допустимий час його дії, з	3



Продовження таблиці 1.3

Заземлювачі ножі	граничний крізний струм, кА	80
	струм термічної стійкості, кА	31,5
	допустимий час його дії, з	1
Тип приводу		ПР- 90
Параметр		Величина
Тип ізолятора		ІОС- 110
Рік виготовлення / рік установки		1978/1979
Норма на повне відновлення, %		4,4
Термін корисного використання, років		23

Таблиця 1.4 - Технічні характеристики короткозамикачів типу КЗ- 110 і віддільників типу ОД- 110

Параметр		Величина	
		КЗ- 110	ОД- 110
Номінальна напруга, кВ		110	110
Номінальний струм, А		-	630
Головні ножі	струм термічної стійкості, кА	12,5	12,5
	допустимий час його дії, з	3	4
Повний час	включення (без ожеледі/при ожеледі), з	0,18/0,28	-
	відключення (без ожеледі/при ожеледі), з	-	0,4/0,5
Тип приводу		ПРК- 1	ПРО- 1
Рік виготовлення / рік установки		1972/1976	1971/1976
Норма на повне відновлення, %		4,4	4,4
Термін корисного використання, років		23	23

Для з'єднання нейтралей силових трансформаторів Т1 і Т2 з контуром заземлення електричної підстанції встановлені заземлювачі типу ЗОН- 110. Характеристики заземлювачів приведені в таблиці 1.5.

У КРУ2- 10 кВ встановлені маломасляні підвісні вимикачі типу ВМПП- 10. Їх параметри приведені в таблиці 1.6.

Таблиця 1.5 -Технічні характеристики заземлювачів типу ЗОН- 110

Параметр		Величина
Номінальна напруга, кВ		110
Найбільша робоча напруга, кВ		126
Номінальний струм, А		400
Головні ножі	струм термічної стійкості, кА	6,3
	допустимий час його дії, з	3
Тип приводу		ПРН- 11
Тип ізолятора		УСТ- 110
Рік виготовлення / рік установки		1972/1975
Норма на повне відновлення, %		4,4
Термін корисного використання, років		23

Таблиця 1.6 - Технічні характеристики вимикачів ВМПП- 10

Параметр	ВМПП- 10
Номінальна напруга, кВ	10
Найбільша робоча напруга, кВ	12
Номінальний струм, А	630
Номінальний струм відключення, кА	20
Найбільший граничний крізний струм, кА	52
Струм термічної стійкості, кА	20
допустимий час його дії, з	4

Продовження таблиці 1.6

Повний час відключення, з	0,07
Власний час відключення (з приводом), з	0,05
Власний час включення вимикача (з приводом), з	0,075
Мінімальна бестокова пауза при АПВ, з	0,5
Параметр	ВМПП- 10
Тип приводу	вбудований
Рік виготовлення / рік установки	1968/1969
Норма на повне відновлення, %	4,4
Термін корисного використання, років	23

### 1.5 Вимірювальне устаткування, прилади обліку електричної енергії

На введеннях силових трансформаторів на стороні 110 кВ встановлені трансформатори струму типу ТВТ- 110, на стороні 10 кВ - ТПОЛ- 10. Також на низькій стороні встановлені трансформатори струму типу ТПЛ- 10. Технічні дані цих трансформаторів струму представлені в таблиці 1.7.

Таблиця 1.7 - Технічні характеристики трансформаторів струму

Параметр	Величина	
	ТПОЛ- 10	ТВТ- 110
Номинальна напруга, кВ	10	110
Номинальний коефіцієнт трансформації	1000/5	150/5
Номинальний клас точності вторинної обмотки	0,5	10Р
Кратність струму термічної стійкості	27	25
Час протікання струму термічної стійкості, з	3	3

У ЗРУ- 10 кВ для виміру напруги відносно землі встановлений трансформатор напруги типу НТМИ- 10, технічні дані якого представлені в таблиці 1.8.

Контроль над режимами роботи основного і допоміжного устаткування на електричній підстанції здійснюється за допомогою контрольно-вимірювальних приладів:

Таблиця 1.8 - Технічні характеристики трансформаторів напруги

Параметр		Величина
Номінальна напруга, кВ		10
Клас точності		0,5
Номінальна напруга обмоток, В	первинною	10000
	основною вторинною	100
	додатковою вторинною	100/3
Номінальна потужність, В·А		120
Гранична потужність, В·А		1000

- амперметрів класу точності 1,5;
- вольтметрів класу точності 1,5;
- лічильників активної енергії СА3У-И675М класу точності 2,0;
- лічильників реактивної енергії СР4У-И673М класу точності 2,0.

### **1.6 Засобів захисту устаткування від атмосферних і комутаційних перенапружень**

Від грозових перенапружень, а також від максимально можливих внутрішніх перенапружень усі електроустановки підстанції захищені вентильними розрядниками: РВС- 110 - в ланцюгах силових трансформаторів Т1 і Т2; РВС- 35+15 - в нейтралях силових трансформаторів Т1 і Т2; РВО- 10 - на збірних шинах 10 кВ. Від прямих ударів блискавки підстанція захищена стержневими і тросовими громовідводами.

### 1.7 Засоби компенсації струмів ємностей

На електричній підстанції 110/10 "Західна" використовують дугогасильну котушку (ДГК). Котушка типу РЗДПОМ- 480/10 з плавним регулюванням струму в нейтраль трансформатора ТМ- 400/10/0,4 з схемою з'єднань обмоток Y -Δ. Вибір цієї схеми пов'язаний з взаємним впливом дугогасильної котушки і трансформатора : при їх послідовному включенні зменшується дійсний струм компенсації в порівнянні з номінальним.

Характеристика трансформатора ДГК представлена в таблиці 1.9.

Таблиця 1.9 - Параметри трансформатора дугогасильної котушки

Параметр		Трансформатор ДГК
1		2
Тип		ТМ
Номінальна потужність $S_{ном}$ , кВ·А		400
Номінальна напруга $U_{ном}$ , кВ	ВН	10
	НН	0,4
Напруга короткого замикання $U_k$ , %		4,5
Втрати короткого замикання $\Delta P_k$ , кВт		3,7
Струм холостого ходу $I_x$ , %		2,3
Втрати холостого ходу $\Delta P_x$ , кВт		1,05
Схема з'єднання обмоток		Y -(/Δ
Межі регулювання напруги		$\pm 2 \times 2,5\%$
Рік виготовлення / рік установки		-/1990
Норма на повне відновлення, %		4,4
Термін корисного використання, років		23

## **Висновки**

Підстанція "Західна" була введена в експлуатацію в 1979 році. Таким чином, силові трансформатори і трансформатори власних потреб знаходяться в експлуатації 27 років, тобто їх терміни служби збігли, тому вони підлягають заміні. Термін служби комутаційного устаткування, вимірювальних трансформаторів також витік. Будівельні споруди, залізобетонні конструкції, розташовані на території підстанції, знаходяться в придатному для подальшої експлуатації стані.

Електричне устаткування підстанції виробило амортизаційний термін служби. Тому заміні підлягають: силовий трансформатор Т1, трансформатори власних потреб; розрядники - вони будуть замінені обмежувачами перенапруження (ОПН). Буде вибрано нове комутаційне і вимірювальне устаткування.

## **2 ВИБІР ОПТИМАЛЬНОЇ ПОТУЖНОСТІ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ НА ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ "Західна"**

Як видно з попереднього розділу, терміни служби, як першого трансформатора, так і другого, завершилися, тому вони підлягають заміні. Для вибору оптимальної потужності трансформаторів необхідно досліджувати їх режими роботи і визначити максимальне навантаження електричної підстанції. Аналіз отриманих даних дозволить зробити висновок про завантаження силових трансформаторів. Якщо коефіцієнт завантаження виявиться не високим ( $K_z \leq 0,5$ ), то виникне необхідність заміни трансформаторів на трансформатори потужності. При цьому необхідно врахувати стабільність режимів роботи трансформаторів і перспективи збільшення навантаження.

Для отримання більш точних і наочних результатів дослідженню підлягають режими навантажень за декілька років.

### **2.1 Дослідження режимів роботи силових трансформаторів**

Для дослідження режимів роботи силових трансформаторів були використані результати контрольних вимірів оперативно-диспетчерської служби Житомирських електричних мереж. Щоб прослідкувати динаміку зміни навантажень на підстанції проведемо порівняльний аналіз контрольних вимірів за 2017, 2018, 2019 років на введеннях напругою 10 кВ трансформаторів Т1 і Т2. Протягом контрольної доби за 2017, 2018, 2019 років. Для цього проаналізуємо відповідні дані таблиці 2.1 і 2.2.

З рисунку 2.3 видно, що навантаження за 2017, 2018, 2019 роки практично не змінилося. Тільки у 2017 році на трансформаторі Т2 було невелике зниження споживання потужності, викликане спадом виробництва на

експериментальній базі. Проте цей спад був тимчасовим, і експериментальна база вийшла на свій колишній рівень.

Таблиця 2.1 - Результати вимірів навантажень на підстанції "Західна" на стороні 10 кВ за 2017, 2018, 2019 років для трансформатора Т1

Годинник добы, ч	Навантаження, А		
	2017 рік	2018 рік	2019 рік
1	90	86	87
2	89	86	87
3	89	86	87
4	89	94	87
5	95	94	94
6	98	99	98
7	98	99	98
8	98	101	101
9	104	105	105
10	104	105	107
11	110	107	110
12	110	107	107
13	100	98	102
14	100	98	102
15	100	101	102
16	104	105	104
17	105	105	106
18	106	106	107
19	104	103	103
20	93	95	94



Продовження таблиці 2.1

21	93	87	94
22	87	87	87
23	87	87	87
24	87	87	83

Таблиця 2.2 - Результати вимірів навантажень на підстанції "Західна" на стороні 10 кВ за 2017, 2018, 2019 років для трансформатора Т2

Годинник добы, ч	Навантаження, А		
	2017 рік	2018 рік	2019 рік
1	150	148	150
2	149	148	149
3	149	149	149
4	149	149	149
5	150	150	153
6	151	155	157
7	151	155	157
8	155	159	161
9	157	164	165
10	162	166	170
11	162	166	169
12	162	165	165
13	160	160	162
14	159	160	155
15	159	165	153
16	161	165	153
17	161	162	159

## Продовження таблиці 2.2

18	157	162	159
19	151	158	157
20	150	158	157
21	149	155	155
22	149	151	153
23	149	150	149

Таким чином, режими роботи трансформаторів Т1 і Т2 стабільні і залежать від режиму роботи експериментальної бази і трамвайного управління. Ці підприємства працюють досить стабільно, і найближчим часом не прогнозується зростання навантажень.

Використовуючи дані таблиць 2.1 і 2.2 визначимо значення потужностей, що протікають через трансформатори Т1 і Т2. Значення потужності визначимо по формулі:

$$S = \sqrt{3} \cdot U \cdot I, \quad (2.1)$$

де,  $U$  - напруга, кВ;

$I$  - свідчення амперметрів у відповідні моменти часу, А.

Далі визначуваний коефіцієнт завантаження трансформаторів Т1 і Т2 по формулі:

$$K_z = \frac{S}{S_{нт}}, \quad (2.2)$$

де,  $S_{нт}$  - номінальна потужність трансформатора, кВ·А;

$S$  - навантаження у відповідні моменти часу, кВ·А.

Наприклад, для 1 години ночі потужність, споживана на стороні 10 кВ підстанції "Тягова" в 2005 році для трансформатора Т1 по формулі (2.1) складає, :

$$S_{m1} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 87 = 1506,88 \quad \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Для трансформатора Т2 :

$$S_{m1} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 150 = 2598,08 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Тоді по формулі (2.2) коефіцієнт завантаження для трансформатора Т1 :

$$K_3 = \frac{1506,88}{10000} = 0,15.$$

Для трансформатора Т2 :

$$K_3 = \frac{2598,08}{10000} = 0,26.$$

Подальший розрахунок зробимо аналогічно і зводимо в таблиці 2.3- 2.6.

За даними, представленими в таблицях 2.3-2.6 будуємо графіки залежності коефіцієнта завантаження і потужності від часу доби.

Таблиця 2.3 - Результати розрахунків потужностей на підстанції "Західна" на стороні 10 кВ за 2017, 2018, 2019 років для трансформатора Т1

Годинник доби, ч	Потужність, кВ·А		
	2017 рік	2018 рік	2019 рік
1	1558,85	1489,56	1506,88
2	1541,53	1489,56	1506,88
3	1541,53	1489,56	1506,88
4	1541,53	1628,13	1506,88
5	1645,45	1628,13	1628,13
6	1697,41	1714,73	1697,41
7	1697,41	1714,73	1697,41
8	1697,41	1749,37	1749,37
9	1801,33	1818,65	1818,65
10	1801,33	1818,65	1853,29
11	1905,26	1853,29	1905,26
12	1905,26	1853,29	1853,29
13	1732,05	1697,41	1766,69
14	1732,05	1697,41	1766,69
15	1732,05	1749,37	1766,69
16	1801,33	1818,65	1801,33
17	1818,65	1818,65	1835,97
18	1835,97	1835,97	1853,29

## Продовження таблиці 2.3

19	1801,33	1784,01	1784,01
20	1610,81	1645,45	1628,13
21	1610,81	1506,88	1628,13
22	1506,88	1506,88	1506,88

Таблиця 2.4 - Результати розрахунків потужностей на підстанції  
"Західна" на стороні 10 кВ за 2017, 2018, 2019 років для трансформатора  
Т2

Годинник доби, ч	Потужність, кВ·А		
	2017 рік	2018 рік	2019 рік
1	2598,08	2563,44	2598,08
2	2580,76	2563,44	2580,76
3	2580,76	2580,76	2580,76
4	2580,76	2580,76	2580,76
5	2598,08	2598,08	2650,04
6	2615,40	2684,68	2719,32
7	2615,40	2684,68	2719,32
8	2684,68	2753,96	2788,60
9	2719,32	2840,56	2857,88
10	2805,92	2875,20	2944,49
11	2805,92	2875,20	2927,17
12	2805,92	2857,88	2857,88
13	2771,28	2771,28	2805,92
14	2753,96	2771,28	2684,68
15	2753,96	2857,88	2650,04
16	2788,60	2857,88	2650,04
17	2788,60	2805,92	2753,96
18	2719,32	2805,92	2753,96
19	2615,40	2736,64	2719,32
20	2598,08	2736,64	2719,32

## Продовження таблиці 2.4

21	2580,76	2684,68	2684,68
22	2580,76	2615,40	2650,04

Таблиця 2.5 - Результати розрахунків коефіцієнтів завантаження на підстанції "Західна" на стороні 10 кВ за 2017, 2018, 2019 років для трансформатора Т1

Годинник доби, ч	Коефіцієнт завантаження		
	2017 рік	2018 рік	2019 рік
1	0,16	0,15	0,15
2	0,15	0,15	0,15
3	0,15	0,15	0,15
4	0,15	0,16	0,15
5	0,16	0,16	0,16
6	0,17	0,17	0,17
7	0,17	0,17	0,17
8	0,18	0,18	0,18
9	0,18	0,18	0,19
10	0,19	0,19	0,19
11	0,19	0,19	0,19
12	0,17	0,17	0,18
13	0,17	0,17	0,18
14	0,17	0,17	0,18
15	0,18	0,18	0,18
16	0,18	0,18	0,18
17	0,18	0,18	0,19
18	0,18	0,18	0,18

## Продовження таблиці 2.5

19	0,16	0,16	0,16
20	0,16	0,15	0,16
21	0,15	0,15	0,15
22	0,15	0,15	0,15

Таблиця 2.6 - Результати розрахунків коефіцієнтів завантаження на підстанції "Західна" на стороні 10 кВ за 2017, 2018, 2019 років для трансформатора Т2

Годинник добы, ч	Коефіцієнт завантаження		
	2017 рік	2018 рік	2019 рік
1	0,26	0,26	0,26
2	0,26	0,26	0,26
3	0,26	0,26	0,26
4	0,26	0,26	0,26
5	0,26	0,26	0,27
6	0,26	0,27	0,27
7	0,26	0,27	0,27
8	0,27	0,28	0,28
9	0,27	0,28	0,29
10	0,28	0,29	0,29
11	0,28	0,29	0,29
12	0,28	0,29	0,29
13	0,28	0,28	0,28
14	0,28	0,28	0,27
15	0,28	0,29	0,27
16	0,28	0,29	0,27
17	0,28	0,28	0,28
18	0,27	0,28	0,28
19	0,26	0,27	0,27

Продовження таблиці 2.6

20	0,26	0,27	0,27
21	0,26	0,27	0,27
22	0,26	0,26	0,27

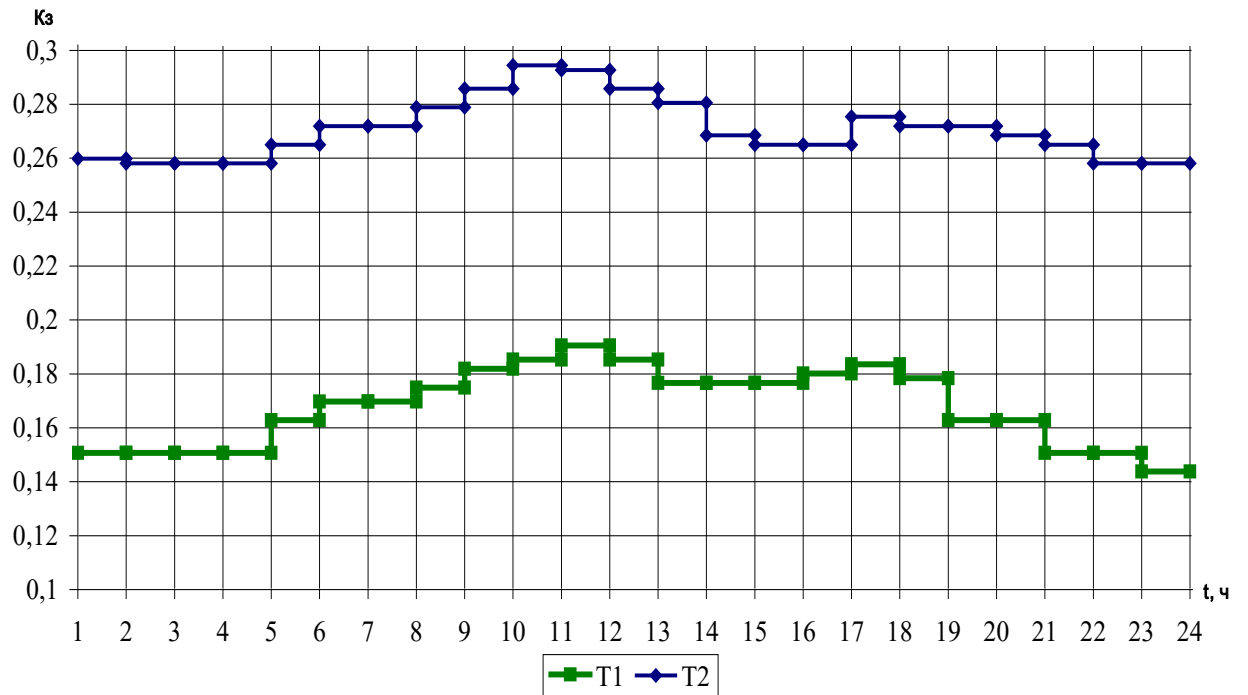


Рисунок 2.1 - Залежність коефіцієнта завантаження від часу доби

З аналізу графіка 2.3 видно, що зниження споживання потужності експериментальної бази "Криничная" і трамвайного управління в порівнянні з проектними даними вплинуло на міру завантаження трансформаторів, зменшивши коефіцієнти завантаження трансформатора T1 до 19% і трансформатора T2 до 29%. Тому необхідно замінити трансформатори на трансформатори меншої потужності.

## 2.2 Вибір силових трансформаторів на підстанції "Західна"

Вибір кількості трансформаторів залежить від вимог до надійності електропостачання споживачів, що живляться від підстанції. Оскільки на підстанції "Західна" є споживач і категорії (Трамвайне управління), то по умові надійності вимагається установка двох трансформаторів.

Розрахункова потужність трансформаторів визначається по формулі:

$$S_{расч} = \frac{S_{нб}}{K_{ав} \cdot (n-1)} \quad (2.3)$$

де,  $S_{расч}$  - розрахункова потужність трансформатора, кВ·А;

$S_{расч}$  - найбільша потужність, протекаемая по трансформатору при найгіршому режимі, кВ·А;

$n$  - кількість трансформаторів на підстанції;

$K_{ав}$  - аварійний коефіцієнт завантаження трансформатора.

Вибір встановленої потужності трансформаторів на підстанції перевіряється за умовами їх роботи в нормальному і післяаварійному режимах.

Коефіцієнт завантаження трансформатора в нормальному режимі визначається з умови:

$$K_3^{норм} = \frac{S_{нб}}{2 \cdot S_m} \leq 0,7 \quad (2.4)$$

де,  $S_m$  - номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Тоді в післяаварійному режимі, виходячи з допустимого перевантаження в 40%, коефіцієнт завантаження повинен задовольняти умові:

$$K_3^{ав} = \frac{S_{нб}}{S_m} \leq 1,4, \quad (2.5)$$



Навантаження підстанції "Тягове" в найгіршому режимі складає:

$$S_{нб} = 1905,26 + 2944,49 = 4849,75 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Визначимо розрахункову потужність трансформаторів по формулі (2.3) :

$$S_{расч} = \frac{4849,75}{1,4 \cdot (2-1)} = 3464,11 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Це значення округлюємо до найближчого більшого значення і виберемо трансформатор з номінальною потужністю 4000 кВ·А.

Коефіцієнт завантаження в нормальному режимі складає:

$$K_3^{норм} = \frac{4849,75}{2 \cdot 4000} = 0,61$$

що задовольняє умови (2.4).

Коефіцієнт завантаження в післяаварійному режимі складає:

$$K_3^{ав} = \frac{4849,75}{4000} = 1,21, \text{ що задовольняє умові (2.5).}$$

Остаточно приймаємо два трансформатори типу ТМН- 4000/110/10.

### Висновки

У цьому розділі досліджували режими роботи силових трансформаторів Т1 і Т2, визначили їх коефіцієнти завантаження (коефіцієнт завантаження трансформатора Т1 рівний 19%, а трансформатора Т2 29%). Виробили заміну трансформатора ТДН- 10000/110/10 на трансформатор меншої потужності типу ТМН- 4000/110/10.

### **3. РОЗРАХУНОК СТРУМІВ КОРОТКОГО ЗАМИКАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ПІДСТАНЦІ 110/10 кВ "Західна"**

Розрахунок струмів короткого замикання проводиться для вибору і перевірки електричного устаткування, а також уставок електричних апаратів релейного захисту. При необхідності намічаються заходи щодо обмеження струмів короткого замикання.

Короткі замикання виникають при порушенні ізоляції електричних мереж внаслідок її старіння або пробою, обривів дротів з падінням на землю, механічних ушкоджень ізоляції кабельних ліній, ударів блискавки в лінії електропередач, неправильних дій обслуговуючого персоналу.

Короткі замикання, як правило, супроводжуються збільшенням струмів в пошкоджених фазах до значень, що перевершують у декілька разів номінальні значення.

Протікання струмів КЗ призводить до збільшення втрат електроенергії в провідниках і контактах, що викликає їх нагрів. Нагрів може прискорити і руйнування ізоляції, викликати зварювання і вигорання контактів і так далі. Тому провідники і апарати повинні перевірятися на термічну стійкість.

Протікання струмів КЗ супроводжується також значними електродинамічними зусиллями між провідниками, під дією цих зусиль ізоляція і струмопровідні частини можуть бути зруйновані. Тому електричне устаткування повинне перевірятися на електродинамічну стійкість.

#### **3.1 Методика розрахунку струмів короткого замикання**

Нині при розрахунку струмів короткого замикання використовують ПЕВМ. Розроблені спеціальні комплекси програм, що дозволяють оперативно і точно визначити необхідні величини, вивести результат у вигляді таблиць і розрахункових схем. був розроблений комплекс програм для розрахунку

електричних величин при ушкодженнях і розрахунку уставок релейного захисту ТКЗ- 3000.

Комплекс дозволяє розраховувати електричні величини в трифазній симетричній мережі будь-якої напруги при одноразовій подовжній або поперечній несиметрії і уставки захисту від замикань на землю.

Введення мережевої інформації здійснюється по трьох послідовностях: прямій, зворотній і нульовій. Введення прямої і зворотної послідовностей поєднаний в одній таблиці. Параметри зворотної послідовності задаються тільки для тих гілок, які мають різні опори в схемах прямою і зворотною послідовностей.

Для прямої і зворотною послідовностей передбачені наступні типи гілок:

0 0 - проста гілка;

1 - гілка з нульовим опором;

3 - трансформаторна гілка;

4 - генераторна гілка;

5 - п-образная схема заміщення гілки з провідністю місткості.

Для гілок всіх типів обов'язково задається початковий і кінцевий вузли. Для гілок усіх типів, окрім "1", підлягають завданню подовжні активне і (чи) реактивне опори. Для гілок типу "4" необхідно задати додатково ЕРС, типу

"3" - коефіцієнт трансформації, типу "5" - провідність місткості. Будь-якій гілці, окрім генераторної, може бути присвоєний номер елемента (лінії, трансформатора), в усіх гілок, що належать одному і тому ж елементу, номер має бути однаковий.

У нульовій послідовності можуть бути вказані типи "0", "1", "3" і "5".

Далі розрахунок можна виконувати двома методами: розрахунок струмів короткого замикання по місцю ушкодження і варіантний розрахунок ушкоджень, заснований на методі Гауса з оптимізацією стратегії усунення вузлів.

### 3.2 Складання схеми заміщення і визначення її параметрів

Точки короткого замикання намічають в таких місцях системи, щоб вибрані в наступних розрахунках апарати були поставлені в найбільш важкі умови. Найбільш практичними точками є збірні шини усієї напруги.

Індуктивні опори входять у схему заміщення елементів мережі. Схема заміщення складаються зазвичай із силових трансформаторів на знижуючих підстанціях працюють на шини низької напруги окремо. Даний захід є зниженням рівнів струмів короткого замикання в мережах електропостачання.

Намічаємо точки короткого замикання : K1, K2, K5, K6 - на шинах високої напруги підстанції 110 кВ; K3, K7 - на шинах низької напруги 10 кВ.

Струми короткого замикання визначаються по вираженню:

$$I_k = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_k}, \quad (3.1)$$

де,  $E_c$  - ЕРС системи, кВ;

$X_k$  - еквівалентний опір, Ом.

Ударний струм визначається по формулі:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (3.2)$$

де,  $k_y$  - ударний коефіцієнт.

Якщо система віддалена від точки короткого замикання або її потужність велика в порівнянні з іншими джерелами, то система вводиться в розрахунок джерелом ЕРС нескінченній потужності з параметрами:

$$U_{c*} = 1 = \text{const}, S_{kc} = \infty, X_c = 0, R_c = 0, \quad (3.3)$$

Якщо коротке замикання розглядається поблизу від шин системи або її потужність порівняно з потужностями інших генераторів, то система вводиться в розрахунок джерелом ЕРС кінцевій потужності. Опір системи в цьому випадку визначається по її струму  $I_{kc}$  або потужності короткого замикання  $S_{kc}$  :

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{kc}}; \quad (3.4)$$

$$X_c = \frac{U_c^2}{S_{kc}}. \quad (3.5)$$

Опір трансформаторів визначаємо по вираженню:

$$X_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_{H.T}}, \quad (3.6)$$

де,  $U_k$  - напруга короткого замикання, %;

$U_H$  - номінальна напруга вищої обмотки трансформатора, кВ;

$S_{H.T}$  - номінальна потужність трансформатора, МВ·А.

Опір лінії визначаємо по вираженню:

$$X_L = X_0 \cdot L, \quad (3.7)$$

де,  $X_0$  - питомий опір 1 км лінії, Ом/км;

$L$  - довжина лінії, км.

### 3.3 Результати розрахунку струмів короткого замикання

Використовуючи комплекс програм ТКЗ- 3000, були набуті значень струмів короткого замикання. Початкові дані і розрахунок представлені в застосуванні. Результати розрахунку струмів короткого замикання приведемо в таблицях 3.1 і 3.2.

Таблиця 3.1 Результати розрахунку струмів короткого замикання електричної підстанції "Західна" в максимальному режимі після реконструкції

Параметр	Точка короткого замикання					
	K1	K2	K3	K5	K6	K7
$I_k$ , кА	8,535	7,424	2,037	7,754	6,840	2,033
$k_u$	1,72	1,72	1,37	1,72	1,72	1,37
$i_u$ , кА	20,76	18,06	3,95	18,86	16,64	3,94

Таблиця 3.2 Результати розрахунку струмів короткого замикання електричної підстанції "Західна" в мінімальному режимі після реконструкції

Параметр	Точка короткого замикання					
	K1	K2	K3	K5	K6	K7
I <sub>к</sub> , кА	6,609	5,919	2,024	6,281	5,661	2,022
k <sub>у</sub>	1,72	1,72	1,37	1,72	1,72	1,37
i <sub>у</sub> , кА	16,08	14,40	3,92	15,28	13,77	3,92

Таблиця 3.3 Результатів розрахунку струмів короткого замикання для ліній, що відходять

Лінія	Точка короткого замикання	
	MAX режим	MIN режим
2772	1185	1181
2771	1111	1107
2770	1715	1706
2774	1248	1243
2773	1776	1766
2886	1229	1225
2884	1345	1340
2889	1948	1937
2888	1111	1108
2887	1181	1178
2885	1280	1276
2883	1379	1374

### Висновки

Використовуючи комплекс програм ТКЗ- 3000, були набуті значень струмів короткого замикання. Початкові дані і розрахунок представлені в застосуванні. Результати розрахунку струмів короткого замикання приведемо в таблицях 3.1 і 3.2.

## **4 ЗАХОДИ ЩОДО ЗАМІНИ ЕЛЕКТРИЧНОГО УСТАТКУВАННЯ ПІДСТАНЦІЇ 110/10 кВ "Західна"**

З першого розділу видно, що підстанція "Західна" оснащена фізично зношеним устаткуванням. Його характеристики відстають від сучасних вимог, можливості працювати в екстремальних умовах. Тому електроустаткування підлягає заміні. Також для підвищення надійності схеми електропостачання потрібна реконструкція розподільного пристрою на 110 і 10 кВ.

### **4.1 Вибір принципової схеми розподільного пристрою напругою 110 і 10 кВ**

При виборі головної схеми електричних з'єднань підстанції необхідно враховувати наступні вимоги:

- 1) схема повинна забезпечувати надійне живлення приєднаних споживачів в нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах;
- 2) схема повинна забезпечувати надійність транзиту потужності через підстанцію в нормальному, ремонтному і післяаварійному режимах;
- 3) схема має бути по можливості простою, наочною, економічною і забезпечувати засобами автоматики відновлення живлення споживачів в післяаварійній ситуації без втручання персоналу; схема повинна допускати поетапний розвиток РУ з переходом від одного етапу до іншого без значних робіт по реконструкції і перерв в живленні споживачів;
- 4) число вимикачів, що одночасно спрацьовують, в межах одного РУ має бути не більше двох при ушкодженні лінії і не більше чотирьох при ушкодженні трансформатора.

Схема містка з раз'єднувачем в перемичці і віддільниками в ланцюгах трансформаторів не забезпечує досить надійного живлення споживачів, хоча вона і проста. При реконструкції електричної підстанції "Західна" застосуємо схему містка з вимикачами у трансформаторів. Таким чином, необхідно провести заміну встановлених в цей період часу віддільників і короткозамикачів на вимикачі.

У нормальному режимі секційні роз'єднувачі QS3 і QS4 включені. При ушкодженні на лінії W1 відключається вимикач Q1, трансформатори T1 і T2 залишаються в роботі, зв'язок з енергосистемою здійснюється по лінії W2. При спрацьовуванні захисту в трансформаторі T1, відключається вимикач Q3 з боку 10 кВ і вимикач Q1 з боку 110 кВ. Лінія W1 залишилася в робочому режимі. При ушкодженні на лінії W2 відключається вимикач Q2 і зв'язок з енергосистемою здійснюватиметься по лінії W1. При ушкодженні трансформатора T2 відключається вимикач Q4 і Q2. Таким чином, лінія W2 залишається в роботі.

На стороні 10 кВ залишимо колишню схему електричних з'єднань з однією секціонованою системою шин, оскільки вона відповідає усім вищепереліченим вимогам. Тільки замінимо вимикачі на сучасні. Ця схема представлена на малюнку 4.2. Вимикач Q5 в нормальному режимі відключений в цілях обмеження струмів КЗ.

Схема з однією секціонованою системою шин дозволяє використовувати колишній комплектний розподільний пристрій типу КРУ2- 10, що знижує вартість монтажу, дозволить широко застосовувати механізацію і зменшити час спорудження електроустановки. Комплектний розподільний пристрій КРУ2- 10 відповідає вимогам ТУ РБ 100046015.003-2002.



## 4.2 Вибір силового устаткування на стороні 110 кВ

На стороні 110 кВ необхідно зробити вибір комутаційної апаратури і засобів захисту від перенапружень.

### 4.2.1 Вибір апаратури комутації

Вибір вимикачів роблять по наступних параметрах:

- по напрузі електроустановки :

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (4.1)$$

де,  $U_{\text{ном}}$  - номінальна напруга вимикача, кВ.

- Для розрахунку тривалого струму беруть до уваги навантаження основного устаткування :

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (4.2)$$

де,  $I_{\text{ном}}$  - номінальний струм вимикача, А.

Умови виконання електродинамічної стійкості :

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{дин}}; \quad (4.3)$$

$$i_y \leq I_{\text{мдин}}, \quad (4.4)$$

де,  $I_{\text{по}}$ ,  $i_y$  – показники складового струму короткого замикання в періодах та в ланцюзі ударного струму, кА;

$I_{\text{дин}}$ ,  $I_{\text{мдин}}$  - діюче і амплітудне значення граничного і крізного струму короткого замикання, кА.

Умова термічної стійкості :

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \quad (4.5)$$

де,  $B_k$  - показник імпульсу квадратичного струму КЗ, кА<sup>2</sup> · з;

$I_T$  - струм термічної стійкості апарату, кА;

$t_t$  - термін протікання струму термічної стійкості.

Умова термічного імпульсу:

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \quad (4.6)$$

де,  $t_{\text{відкл}}$  - час відключення КЗ, з;

$T_a$  - постійна часу загасання, з [4].

Час відключення КЗ визначається по формулі:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{вык}}, \quad (4.7)$$

де,  $t_{\text{рз}}$  - час дії релейного захисту, з;

$t_{\text{відкл}}$  - термін відключення вимикача, с.

Умова відключення симетричного струму :

$$I_{\text{по}} \leq I_{\text{откл}}, \quad (4.8)$$

де,  $I_{\text{откл}}$  - номінальний струм відключення вимикача, кА.

Умова відключення аперіодичної складової струму :

$$\beta \leq \beta_{\text{ном}}, \quad (4.9)$$

де,  $\beta$  – відсоткова складова аперіодичного струму короткого замикання,  
%;

$\beta_{\text{ном}}$  - номінальне значення місткості аперіодичної складової в струмі,  
що відключається, %.

Відсотковий вміст аперіодичної складової струму КЗ в струмі, що відключається, визначають по формулі:

$$\beta = \frac{i_{a\tau}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}}, \quad (4.10)$$

де,  $i_{a\tau}$  - аперіодична складова струму КЗ,

Розрахунок аперіодичної складової струму :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (4.11)$$

де,  $\tau$  - термін від початку КЗ до розбіжності контактів вимикача, с.

Це значення визначається по вираженню:

$$\tau = t_{\text{змін}} + t_{\text{св}}, \quad (4.12)$$

де,  $t_{\text{змін}}$  - мінімальне час дії релейного захисту, з;

$t_{\text{св}}$  - власний час відключення вимикача, с.

Для видимого розриву, відключення та включення ланцюгів використовують роз'єднувачі які вибирають згідно номінальної напруги та визначеному номінальному струму :

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}; \quad (4.12)$$

$$I_{\text{макс}} \leq I_{\text{ном}}. \quad (4.13)$$

При перевірці на термічно і електродинамічну стійкість використовують вимикачі в режимі короткого замикання.

Для прикладу виберемо вимикач на стороні 110 кВ :

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.тг}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 29,39 \text{ А.}$$

Вибираємо електрогазовий вимикач типу LTB - 145 D1 фірми ABB з номінальним струмом 2000 А. Установка повітряних вимикачів при мінімальній їх кількості і відсутності перспективи розширення не доцільна, з причини вартості компресорного господарства.

Умова (4.1)  $110 \text{ кВ} \leq 145 \text{ кВ}$  виконується.

Умова (4.2)  $29,39 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$  також виконується.

Перевірка вимикача на електродинамічну стійкість.

По умові (4.3)  $7424 \text{ А} \leq 40000 \text{ А}$ . Умова виконується. Умова (4.4)  $18,055 \text{ кА} \leq 65 \text{ кА}$  також виконується.

Перевіримо вимикач на термічну стійкість по умові (4.5).

Для цього визначимо значення термічного імпульсу по вираженню (4.6) :

$$B_{\text{к}} = 7,42^2 \cdot (0,1 + 0,035 + 0,02) = 8,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Умова (4.5)  $kA2 \cdot z$  виконується.

Проведемо перевірку на симетричний струм відключення по умові (4.8).  
 $7424 \text{ A} \leq 40000 \text{ A}$ , тобто умова виконується.

Виконаємо перевірку вимикача на здатність відключення аперіодичної складової струму короткого замикання по умові (4.9).

Визначаємо термін часу з початку КЗ до воної розбіжності контактів вимикача за формулою (4.11) :  $\tau = 0,01 + 0,02 = 0,03 \text{ с}$ .

Визначимо показники аперіодичної складової струму КЗ по формулі (4.11) :

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 7,42 \cdot e^{\frac{0,03}{0,02}} = 2,34 \text{ кА}.$$

Визначимо відсотковий вміст аперіодичної складової струму КЗ в струмі, що відключається, по формулі (4.10) :

$$\beta = \frac{2,34}{\sqrt{2} \cdot 7,42} \cdot 100 \% = 22,2 \% .$$

$22,2\% \leq 47\%$ , тобто умова (4.9) виконується.

Остаточню вибираємо електрогазовий вимикач типу LTB - 145 D1 з пружинним приводом.

Інші вимикачі вибираються аналогічно. Результати вибору зведемо в таблицю 4.1.

Таблиця 4.1 - Результати вибору вимикачів на стороні 110 кВ

Позначення вимикача	Тип вимикача	Параметр розрахунків	Дані вимикача	Умови вибору
Q1	LTB - 145 D1	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 145 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$

Продовження таблиці 4.1

		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_m \text{ дінів} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_m \text{ дінів}$
		$B_k = 8,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{з}$	$I_{T2}(t_T = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{з})$	$B_k \leq I_{T2}(t_T)$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 22,2\%$	$\beta_{ном} = 47\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q2	LTV - 145 D1	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 145 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 6,84 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 16,63 \text{ кА}$	$I_m \text{ дінів} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_m \text{ дінів}$
Позначення вимикача	Тип вимикача	Параметр розрахунків	Дані вимикача	Умови вибору
Q2	LTV - 145 D1	$B_k = 7,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{з}$	$I_{T2}(t_T = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{з})$	$B_k \leq I_{T2}(t_T)$
		$I_{по} = 6,84 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 22,3\%$	$\beta_{ном} = 47\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$

Для прикладу виберемо роз'єднувач на стороні 110 кВ .

Струм в максимальному режимі рівний для розмикача QS1 :

$$I_{макс} = \frac{S_{н.тг} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 29,39 \text{ А}.$$

Вибираємо розмикач типу D - 123 з номінальним струмом 1600 А.

110 кВ  $\leq$  123 кВ - умова (4.12) виконується.

29,39 А  $\leq$  1600 А - умова (4.12) також виконується.

Перевіримо розмикач на електродинамічну стійкість по умові (4.3) і (4.4).

$7,42 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА}$  - умова (4.3) виконується.

$18,06 \text{ кА} \leq 65 \text{ кА}$  - умова (4.4) також виконується.

Перевіримо розмикач на термічну стійкість по умові (4.5). Для цього визначимо значення термічного імпульсу по вираженню (4.6) :

$$B_k = 7,42^2 \cdot (0,1 + 0,02 + 0,02) = 7,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

$$7,67 \leq 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} - \text{умова (4.5) виконується.}$$

Остаточно вибираємо розмикач типу D - 123. Роз'єднувач поставляється повністю відрегульованим, укомплектованим штатними опорами. Термін експлуатації 40 років.

Інші розмикачі вибираються аналогічно. Результати вибору зведемо в таблицю 4.2.

#### 4.2.2 Вибір обмежувачів перенапруження

Останнім часом від різного типу перенапружень замість розрядників встановлюють обмежувачі перенапружень (ОПН). Обмежувачі перенапружень мають струм витoku, який не перещує 1мА, в яких немає іскрових проміжків. При імпульсній напрузі розрядний струм менше 100 кА. Вони мають пологішу вольт-секундну характеристику в порівнянні з розрядниками. ОПН разом з блисковкозахистом ефективно обмежують комутаційні і резонансні перенапруження в електроустановках.

Таблиця 4.2 - Показники роз'єднувачів на стороні 110 кВ

Позначення вимикача	Тип вимикача	Параметри розрахунку	Дані вимикача	Умова вибору
QS1, QS5	D - 123	Ууст = 110 кВ	Уном = 123 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		Імакс = 29,39 А	Іном = 1600 А	$I_{макс} \leq I_{ном}$

## Продовження таблиці 4.2

		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_m \text{ дінів} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_m \text{ дінів}$
		$B_k = 7,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{з}$	$I_{т2}(t_T = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{з})$	$B_k \leq I_{т2}(t_T)$
QS3, QS4	D - 123	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 14,69 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 7,42 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 18,06 \text{ кА}$	$I_m \text{ дінів} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_m \text{ дінів}$
		$B_k = 7,67 \text{ А}^2 \cdot \text{з}$	$I_{т2}(t_T = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{з})$	$B_k \leq I_{т2}(t_T)$
QS2, QS6	D - 123	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 29,39 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 6,84$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 16,63 \text{ кА}$	$I_m \text{ дінів} = 65 \text{ кА}$	$i_y \leq I_m \text{ дінів}$
		$B_k = 6,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{з}$	$I_{т2}(t_T = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{з})$	$B_k \leq I_{т2}(t_T)$

ОПН встановлюють на місця, де раніше були встановлені вентильні розрядники. ОПН вибирають по номінальній напрузі мережі.

### 4.3 Вибір силового устаткування на стороні 10 кВ

На стороні 10 кВ необхідно зробити вибір комутаційної апаратури, вимірювальної апаратури, трансформаторів власних потреб, заземляючих реакторів, а також засобів захисту від перенапружень.

### 4.3.1 Вибір комутаційної апаратури

Виберемо вимикачі в осередках КРУ2- 10. Умови вибору вимикачів і приклад вибору приведені в пункті 4.2.1. На стороні 10 кВ використаємо вакуумні вимикачі типу ВВ/TEL - 10.

Виконаємо розрахунок максимального робочого струму, на стороні 10кВ, припускаючи можливе перенавантаження в 40%

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.тг}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 10} = 323,16 \text{ А.}$$

Приймемо максимальний робочий струм 70% від номінального струму трансформатора для секційного вимикача :

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.тг}} \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161,66 \text{ А.}$$

Приймемо максимальний робочий струм для лінійного вимикача, максимальний струм лінії . Навантаження по фідерах представлене в таблиці 4.3. Результати вибору лінійних вимикачів приведені в таблиці 4.4.

Таблиця 4.3 - Навантаження по фідерах підстанції "Західна"

Фідер	Навантаження, А	Фідер	Навантаження, А
2772	23,09	2884	29,97
2771	21,99	2889	12,46
2770	17,32	2888	36,73
2774	28,94	2887	29,10
2773	18,66	2885	25,11
2886	13,55	2883	23,08

Таблиця 4.4 - Показники вибору вимикачів на стороні 10 кВ



Позначення вимикача	Тип вимикача	Параметри розрахунків	Дані вимикача	Умови вибору
Q3, Q4	BB/TEL - 10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 323,16 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_m \text{ дінів} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_m \text{ дінів}$
		$B_k = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{t2}(t_T = 12,52 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с})$	$B_k \leq I_{t2}(t_T)$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 8,2\%$	$\beta_{ном} = 40\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q6 - Q19	BB/TEL - 10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 36,73 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$
		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_m \text{ дінів} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_m \text{ дінів}$
		$B_k = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{t2}(t_T = 12,52 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с})$	$B_k \leq I_{t2}(t_T)$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
		$\beta = 8,2\%$	$\beta_{ном} = 40\%$	$\beta \leq \beta_{ном}$
Q5	BB/TEL - 10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
		$I_{макс} = 161,66 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} \leq I_{ном}$
		$I_{по} = 2,04 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{дин}$

Продовження таблиці 4.4

		$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$I_m \text{ дінів} = 32 \text{ кА}$	$i_y \leq I_m$ дінів
		$B_k = 0,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{з}$	$I_{T2}(t_T = 12,52 \cdot 3 = 468,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{з})$	$B_k \leq I_{T2}(t_T$

#### 4.3.2 Контрольно-вимірювальні прилади

Підстанція "Західна" є тупиковою, тому контрольно - вимірювальні прилади встановимо тільки на низькій стороні. Встановимо поєднаний лічильник активної і реактивної електроенергії концерну ЦЭ6850 (клас точності 1,0). Установка амперметрів на підстанції "Західна" необов'язкова, так як дані параметри реєструються у сучасних пристроях релейного захисту, що дозволяє реєструвати параметри (у тому числі і навантаження) елементу, що захищається.

#### 4.3.3 Розрахунок трансформаторів струму і напруги

Трансформатори струму (ТА) робиться за наступними умовами:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (4.14)$$

де,  $U_{ном}$  - номінальна напруга трансформатора струму, кВ:

$$I_{макс} \leq I_{ном}, \quad (4.15)$$

де,  $I_{ном}$  - номінальний первинний струм трансформатора струму, А;

- по конструкції і класу точності;

Умова динамічної стійкості :

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (4.16)$$

де,  $i_{дин}$  - струм електродинамічної стійкості, кА.

Умова термічної стійкості:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.17)$$

де,  $t_{тер}$  - допустимий час протікання струму термічної стійкості, з;

$B_k$  - розрахунковий імпульс квадратичного струму КЗ,  $кА^2 \cdot з$ ;

$I_{тер}$  - струм термічної стійкості, кА.

По вторинному навантаженню:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (4.18)$$

де,  $Z_{2 ном}$  - номінальне допустиме навантаження у вибраному класі точності, Ом;

$Z_2$  - вторинне навантаження трансформатора струму, Ом.

Індуктивний опір невеликий, тому вторинне навантаження визначається по формулі:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (4.19)$$

де,  $r_{приб}$  - опір приладів, Ом;

$r_{пр}$  - опір вимірювальних дротів, Ом;

$r_k$  - перехідний опір контактів, Ом.

Опір приладів визначають по формулі:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2ном}^2}, \quad (4.20)$$

де,  $I_{2 ном}$  - номінальний вторинний струм трансформатора струму, А;

$S_{приб}$  - потужність, споживана приладами, В·А.

Розрахуємо струм в трансформаторів струму на введеннях.

Вибираємо трансформатор струму типу ТПК- 10 з номінальним струмом вторинної обмотки 400 А.

Умова (4.14)  $10 кВ \leq 10 кВ$  виконується.

Умова (4.15)  $323,16 А \leq 400 А$  виконується.

По умові (4.16) перевіримо трансформатор струму на електродинамічну стійкість.  $3,95 \text{ кА} \leq 45,7 \text{ кА}$ , тобто умова виконується.

Перевіримо трансформатор струму на термічну стійкість по умові (4.17).  $\text{кА}^2 \cdot \text{з}$  - умова (4.17) виконується.

Для перевірки трансформатора струму по вторинному навантаженню, користуючись схемами включення і каталожними даними приладів, визначимо навантаження

по фазах. Результати представлені в таблиці 4.5.

Таблиця 4.5 – Дані приладів на ввідному вимикачі

Тип приладу	Кількість	Навантаження фази, В·А		
		Фаза А	Фаза В	Фаза З
Лічильник активної енергії	1	2,5	-	2,5
Лічильник реактивної енергії	1	2,5	-	2,5
Разом		5,0	-	5,0

Для найбільш завантаженої фази зробимо перевірку. Загальний опір приладів складе по формулі (4.20) :

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{5,0}{5^2} = 0,2 \quad \text{Ом.}$$

Оберемо трансформатор струму типу ТПК- 10.

Опір контактів виберемо  $r_k = 0,05$  (оскільки підключається тільки два прилади).

Визначаємо допустимий опір дротів :

$$r_{\text{пр}} = z \cdot 2\text{ном} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,4 - 0,2 - 0,05 = 0,15 \quad \text{Ом.}$$

Переріз дротів визначаємо по формулі:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,15} = 1,63 \quad \text{мм}^2.$$

Результати вибору трансформатора струму представимо в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 - Вибір трансформаторів струму на введеннях

Тип приладу	Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
ТПК- 10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} ( U_{ном}$
	$I_{мах} = 323,16 \text{ А}$	$I_{н} = 400 \text{ А}$	$I_{мах} ( I_{ном}$
	$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 45,7 \text{ кА}$	$i_y ( i_{дин}$
	$B_k = 0,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{т2} (K_T = 972 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k ( I_{т2} (K_T$

Інші трансформатори струму вибираються аналогічно.

Результати вибору трансформаторів струму на лініях, що відходять, зводимо в таблицю 4.7.

Трансформатори напруги вибираються наступним чином:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (4.21)$$

Тип	Розрахункові дані	Каталожні дані	Умова вибору
ТПК- 10	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} ( U_{ном}$
	$I_{мах} = 36,73 \text{ А}$	$I_{н} = 50 \text{ А}$	$I_{мах} ( I_{ном}$
	$i_y = 3,95 \text{ кА}$	$i_{дин} = 5,1 \text{ кА}$	$i_y ( i_{дин}$
	$B_k = 0,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{т2} (K_T = 12 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k ( I_{т2} (K_T$

де,  $U_{ном}$  - номінальна первинна напруга;

- - по вторинному навантаженню:

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (4.22)$$

де,  $S_2$  - потужність зовнішнього вторинного ланцюга (вторинне навантаження);

$S_{2ном}$  - номінальне вторинне навантаження;

- - по класу точності;
- - по конструкції.

Вибір трансформаторів напруги зводимо в таблицю 4.7. Вибір по найбільш завантаженій секції.

Таблиця 4.7 - Вибір трансформаторів напруги

Тип приладу	Потужність однієї котушки	Число котушок	cos (	sin (	Число приладів	Потужність	
						Активна, Вт	Реактивна, Вар
Вольтметр	2	1	1	0	1	2	-
Лічильник активний	2,5	2	0,38	0,925	8	15,2	37
Лічильник реактивний	2,5	2	0,38	0,925	7	13,3	32,38
Разом						30,5	69,38

Навантаження вторинних ланцюгів трансформатора напруги дорівнює:

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{30,5^2 + 69,38^2} = 75,79 \text{ У·А.}$$

#### 4.3.4 Вибір трансформаторів і схеми власних потреб підстанції

З першого розділу видно, що трансформатори власних потреб на підстанції "Західна" виробили амортизаційний термін служби, тому проведемо їх модернізацію. При модернізації підстанції відбулися зміни споживачів власних потреб. У таблиці 4.8 приведений новий склад споживачів власних потреб.

Таблиця 4.8 Склад споживачів власних потреб

Власні потреби підстанції	Встановлена потужність, кВт			Cos(	Навантаження	
	Одиниць	Руд кВт/ед	Всього		Руст	Quст

Продовження таблиці 4.8

Підігрівання вимикачів і приводів на стороні 110 кВ	2	1,8	3,6	1	3,6	-
Підігрівання приводів раз'єдинителів на 110 кВ	8	0,6	4,8	1	4,8	-
Підігрівання шаф КРУ2- 10	15	1	15	1	15	-
Підігрівання релейної шафи	10	1	10	1	10	-
Опалювання, освітлення, вентиляція ЗРУ	1	5,5	5,5	1	5,5	-
Освітлення	1	5	5	1	5	-
Паливно-мастильне господарство	1	120	120	1	120	-
Разом					163,9	-

Розрахуємо потужність для споживачів власних потреб:

$$S_{\text{уст}} = \sqrt{P_{\text{уст}}^2 + Q_{\text{уст}}^2} . \quad (4.23)$$

Розрахункова потужність споживачів власних потреб :

$$S_{\text{расч}} = k_c \cdot S_{\text{уст}} , \quad (4.24)$$

де,  $k_c$  - коефіцієнт попиту, що приймається рівним 0,8.

Розрахунок потужності трансформатора власних потреб, враховуючи аварійне перевантаження :

$$S_{\text{р.т}} = \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{ав}} \cdot (n - 1)} , \quad (4.25)$$

де,  $k_{\text{ав}}$  - коефіцієнт аварійного перевантаження трансформатора, приймається рівним 1,4;

$n$  - кількість трансформаторів власних потреб на підстанції

Тоді по формулі (4.23) отримаємо:

$$S_{\text{уст}} = \sqrt{163,9^2 + 0^2} = 163,9 \quad \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

По формулі (4.24) визначимо розрахункову потужність:

$$S_{\text{расч}} = 0,8 \cdot 163,9 = 131,12 \quad \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Тоді потужність трансформатора власних потреб рівна:

$$S_{\text{т}} = \frac{131,12}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 94 \quad \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Вибираємо два трансформатори власних потреб типу ТМ- 100/10 та запобіжники типу ПКТ101- 10-10-31,5 .

#### **4.3.5 Вибір обмежувачів перенапруження**

ОПН встановимо на місця, де раніше були встановлені вентильні розрядники. ОПН вибирають по номінальній напрузі мережі. Оскільки вимагається ОПН зовнішньої установки, то виберемо ОПН-Р/TEL -10/11,5-УХЛ1.

#### **4.3.6 Вибір заземлюючих дугогасильних реакторів**

Відповідно до [2] тривала робота мереж з ізольованою нейтраллю допускається при струмах ємності замикання на землю, 20А, що не перевищують. Але проведені дослідження в Україні і за кордоном, а також досвід експлуатації показали, що дугогасильні котушки доцільно застосовувати і при струмах замикання на землю в 15 А. На підстанції "Західна" встановлена дугогасильна котушка типу РЗДПОМ - 480 кВ·А. Ця котушка виробила амортизаційний термін служби, тому потрібна її заміна.

Застосуємо реактори керовані заземлюючі дугогасильна 1 - фазні з масляним охолодженням типу РУОМ. Вони використовуються як заземлюючий



пристрій з автоматичною компенсацією струмів ємностей замикання на землю, запобігання переходам.

Застосування системи РУОМ забезпечує 3-кратне зниження кількості замикань на землю і повну їх локалізацію у разі пробойів ізоляції підвищенням напруги. Реактор вибирається виходячи із струму ємності, що проходить по приєднаннях, :

$$S_{др} = K_3 \cdot U_{\phi} \cdot I_{с.з}, \quad (4.26)$$

де,  $K_3$  - коефіцієнт запасу,  $K_3 = 1,1,1,25$ ;

$U_{\phi}$  - фазна напруга, кВ;

$I_{с.з}$  - сумарний місткістю струм приєднань :

Ємностний струм ліній, приєднаних до першої секції шин складає 46,92 А, до другої секції шин, - 69,62 А.

Розрахуємо потужність ректора для першої секції шин по формулі (4.26)

$$S_{др} = 1,1 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot 46,92 = 312,88 \quad \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

Для другої секції шин :

$$S_{др} = 1,1 \cdot \frac{10,5}{\sqrt{3}} \cdot 69,62 = 464,25 \quad \text{кВ} \cdot \text{А}.$$

## Висновки

Приймаємо потужність реактора для першої секції шин  $S_{др} = 480 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  і потужність ФЗМО  $S_{фзмо} = 500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ . Остаточо вибираємо заземлюючий дугогасильний реактор типу РУОМ - 480 /11 /У. Для другої секції шин - потужність реактора також  $S_{др} = 480 \text{ кВ} \cdot \text{А}$  і потужність ФЗМО  $S_{фзмо} = 500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ . Остаточо вибираємо заземлюючий дугогасильний реактор типу РУОМ - 480 /11.

## 5. РЕЛЕЙНИЙ ЗАХИСТ І АВТОМАТИКА ЕЛЕМЕНТІВ ПІДСТАНЦІЇ

### 5.1 Загальні положення

Основним завданням релейного захисту на підстанції є виявлення ушкоджень або ненормальних режимів і по можливості швидко видача сигналу, що управляє, на відключення пошкодженої частини або сигналізація про виникнення ненормальних режимів.

На підстанції "Західна" для захисту ліній напругою 10 кВ використовуються максимальний струмовий захист, виконаний на основі реле РТВ, і струмове відсічення на основі реле РТМ.

Диференціальний захист на підстанції "Західна" виконана на диференціальних реле типу ДЗТ- 11. Газовий захист виконаний на основі газового реле ВГ - 80 . Захист діє на сигнал при слабкому газоутворенні і пониженні рівня масла і на відключення при інтенсивному газоутворенні і подальшому пониженні рівня масла. На трансформаторах як захист від струмів, обумовлених зовнішніми багатозначними короткими замиканнями, передбачений діючий на відключення максимальний струмовий захист (МТЗ- 110, МТЗ- 10) на базі реле струму РТ- 40. Захист від перевантаження виконаний на основі реле струму РТ- 40. Блокування віддільника з короткозамикачем виконане на реле струму РТ- 40. На підстанції "Західна" на кожному трансформаторі встановлений пристрій резервування відмови вимикача - УРОКЗ.

Як видно, пристрої релейного захисту на підстанції виконані на застарілій електромеханічній апаратурі. Ця апаратура фізично зношена, її

характеристики відстають від сучасних вимог по точності, енергоспоживанню, можливості працювати в екстремальних умовах.

Встановимо блоки мікропроцесорного захисту фірми "ALSTOM".

Пристрої захисту фірми "ALSTOM" окрім функцій безпосереднього захисту і автоматики виконують і додаткові функції:

- автоматичний безперервний контроль стану пристрою;

- вимір поточних величин струму, напруга, а також обчислення на їх основі потужності, опору струмів і напруги прямої, зворотної послідовності, диференціального струму дифзахисту;

- реєстрація аварійних подій спрацьовування пристрою захисту і автоматики;

- передача інформації на верхній рівень;

- управління пристроєм і вимикачем приєднання з верхнього рівня.

## 5.2 Захист ліній, що відходять, на 10 кВ

Для захисту кабельних ліній 10 кВ вибираємо мікропроцесорний пристрій МІСОМ Р - 122.

Захисту і управління: триступінчатий захист від міжфазних КЗ і КЗ на землю; 11 сімейств характеристик: захист перевантаження, захист мінімального струму, захист струму зворотної послідовності, дві групи уставок, виявлення обриву дроту, виявлення несправності вимикача, дистанційне відключення ланцюга, контроль та управління вимикачем, датчик початкового навантаження, селективна логіка також блокування вихідних реле та чотирикратне АПВ;

Лінія 10 кВ захищена рівневим релейним захистом. Перший рівень це струмове відсічення без затримки часу, другий рівень - відсічення струму з невеликим уповільненням, третій найчутливіший рівень - максимальний струмовий захист (МТЗ) з затримкою часу. На коротких лініях використання трирівневого захисту неможливо, через недостатню чутливість першого або другого рівня. В данному випадку використовують два рівні - відсічення без затримки часу і МТЗ, або один рівень - тільки МТЗ. З цього и можемо зробити висновок, що МТЗ - обов'язковий захист на лініях напругою до 35 кВ.

Для ліній, що виходять, оберемо уставки: струмового відсікання, максимально струмового захисту, захист від перевантаження та захист від замикань на землю.

Кабельні лінії, які мають малу довжину, якщо порівнювати їх з повітряними лініями, їх питомий опір значно нижче. Тому струм КЗ на початку і в кінці лінії відрізняється. Це робить неефективним застосування захисту із залежною характеристикою, за винятком випадку узгодження захисту лінії з захисними запобіжниками ПК, також за необхідністю можливо забезпечити узгодження на весь діапазон струмів КЗ. Як правило дане узгодження

виконується тільки для струмів КЗ в місцях встановлення запобіжників, припускаючи неселективну роботу у разі виникнення ушкоджень всередині трансформатора. При даному узгодженні стає можливим використання захисту з незалежною характеристикою з затримкою у часі більше на рівень, ніж час виходу з ладу запобіжника при струмі в місці його установки.

Струмове відсічення виходить не завжди, оскільки відбудувавши її від струму КЗ у кінці лінії або в місці встановлення запобіжників, не є можливим забезпечити її чутливість 150% в місці встановлення захисту.

Основною метою МТЗ являється не тільки захищати свою лінію, на якій розміщена МТЗ, але і надати далеке резервування під час відмови захисту, якщо виникло ушкодження вимикача на попередніх лініях.

Існують три умови спрацьовування МТЗ:

- 1) відмова захисту під час надструмах після аварії, тобто відключення КЗ на попередньому елементі;
- 2) під час налаштування чутливості захистної системи двох сусідніх елементів;
- 3) під час налаштування забезпечення достатнього рівня чутливості при КЗ у кінці лінії, що захищається, і у кінці кожного з попередніх елементів.

Струм спрацьовування МТЗ має виконувати умову:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_n}{K_v} \cdot K_{сзн} \cdot I_{РАБ.МАХ} \quad , \quad (5.1)$$

де,  $K_n$  - коефіцієнт надійності неспрацьовування захисту, що враховує похибку і необхідний резерв,  $K_n = 1,1,1,2$ ;

$K_v$  - коефіцієнт повернення максимальних реле струму,  $K_v = 0,95,0,98$ .

$K_{сзп}$  це коефіцієнт самозапуску навантаження, що протидіє зростанню робочого струму використовуючи одночасний запуск електродвигунів, які загальмувалися під час зниження напруги короткого замикання. Для узагальненого навантаження  $K_{сзп} = 1,3,2,5$ .

Максимальне значення робочого струму елементу, визначається його додатковим перевантаженням. Необхідно визначити максимальний струм навантаження лінії:

а) за номінальним струмом слабкого елементу мережі - трансформатора струму, по тривало допустимому струму кабелю, дроти лінії;

б) за сумою потужностей підключених трансформаторів в таких режимах: нормальному, ремонтному та аварійному. Якщо сумарна потужність зависрка, тоді потрібно враховувати завантаження трансформаторів мережі.

За узгодженням чутливості захисту наступного (що захищається) і попереднього елементів струм спрацьовування наступного захисту вибирається по формулі :

$$I_{сз.посл.} \geq K_{нс} \cdot (I_{сз.пред.} + \sum I'_{раб.мах}), \quad (5.2)$$

де,  $K_{нс}$  - коефіцієнт надійності узгодження,  $K_{нс} = 1,1$ ;

$I_{сз.пред.}$  - значення струму для спрацьовування струмових захистів попередніх елементів, з якими виконується узгодження;

$\sum I'_{раб.мах}$  - сума робочих струмів навантаження усіх попередніх елементів, за винятком того елементу, з захистом якого виконується узгодження.

Для розрахунку струм береться з умов (5.1) (5.2).

Після цього визначаємо струм спрацьовування  $I_{с.р}$ :

$$I_{с.р} = \frac{I_{сз} \cdot K_{сх}}{n_T} \quad (5.3)$$

де,  $I_{с.р}$  - струм спрацьовування захисту (первинний);

$n_T$  - коефіцієнт трансформації трансформаторів струму;

$K_{сх}$  - коефіцієнт який характеризує схему з'єднання трансформаторів струму та реле, при використування схеми повної або неповної зірки  $K_{сх} = 1$ , а також при повному або неповному трикутнику  $K_{сх}$ .

Після цього необхідно прийняти остаточну уставку спрацьовування реле і зробити зворотній розрахунок струму спрацьовування на первинній стороні.

Тоді маємо, що налаштування за струмом МТЗ попереднього елементу повинно бути більше налаштування МТЗ наступного елементу, що забезпечує струмову селективність.

Щоб виконувалась третя умови необхідно визначити струми КЗ у кінці елементу  $I_{к3\min}$ , що захищається, а також у кінці зони резервування  $I_{к\min}$ . Визначити коефіцієнти чутливості захисту можливо за формулами:

$$K_{чо} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\kappa 3\min}^{(3)}}{I_{с.з.у}}; \quad (5.4)$$

$$K_{чр} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{I_{\kappa\min}^{(3)}}{I_{с.з.у}}, \quad (5.5)$$

де,  $K_{чо}$ ,  $K_{чр}$  - коефіцієнти чутливості захисту відповідно в основній і резервній зонах.

За ПУЕ, повинні виконуватися умови:

$$K_{ч.о} \geq 1,5; \quad (5.6)$$

$$K_{ч.р} \geq 1,2. \quad (5.7)$$

Для уповільнення дії захисту з метою забезпечення тимчасової селективності дії захисту вводиться затримка часу на максимальних струмових захистах наступного елементу за відношенням до захисту попередніх елементів. Час спрацьовування захисту наступної лінії вибирають більше за час спрацьовування попередньої лінії:

$$t_{с.з.посл} = t_{с.з.пред} + \Delta t, \quad (5.8)$$

де,  $\Delta t$  - ступінь селективності,  $\Delta t = 0,2$

Значення  $\Delta t$  включає в себе наступні складові: час відключення вимикача (0,05.0,1 с), часу повернення захисту (0,05 с), відхилення за часом наступного і попереднього захисту (3.5%) і необхідного запасу (0,05.0,1 с).

Струмове відсічення без затримки часу призначене для прискорення відключення близьких коротких замикань. Її налаштування вибирається з умови неспрацьовування максимального трифазного струму КЗ у кінці лінії, що захищається, або трансформатора. Налаштування струмового відключення вибираються за наступною умовою:

$$I_{C.3.TO} = K_{отс} \cdot I_{кmax}, \quad (5.9)$$

де,  $K_{отс}$  - коефіцієнт налаштування для цифрових реле 1,1.1,2;

$I_{кmax}$  - струм трифазного КЗ у кінці елемента, що захищається.

Необхідно визначити струм спрацьовування :

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3.TO} \cdot K_{сх}}{n_T}.$$

Після прийняття остаточного налаштування спрацьовування реле необхідно виконати зворотній розрахунок струму спрацьовування первинної сторони.

Визначити коефіцієнти чутливості захисту иожливо за формулами (5.4) і (5.5). Згідно ПУЕ, повинні виконуватися умови (5.6) і (5.7).

Для виконання селективності по струму:

$$I_{C.3.TO.посл} = K_H \cdot I_{C.3.TO.пред}. \quad (5.10)$$

Струмове відсічення на лінійних вимикачах виконується без затримки часу.

При тривалому перевантаженні потрібний захист для відключення лінії, щоб забезпечити устаткування від перегрівання. При цьому час спрацьовування даного захисту вибирається в межах 30-50 с.

Струм спрацьовування вибирається з умови:



$$I_{C.3} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{РАБ.МАХ} \cdot \quad (5.11)$$

Після цього визначається струм спрацьовування реле.

Відповідно до ПУЕ, для виявлення селективного однофазного замикання на кожному приєднанні має бути встановлений захист від замикань на землю, який в одних випадках діє на сигнал, а в інших на відключення. Зокрема, на тих електродвигунах, у яких місткістю струм замикання на землю перевищує 5 А, захист повинен діяти на відключення без уповільнення. В той же час, практика показала, що і при менших 5 А струмах ОЗ бажано двигун відключати, оскільки тривале взаємодія струмів ОЗ з ізоляцією двигуна призводить до переходу до двофазного КЗ.

При налаштуванні захисту від замикань на землю, якщо відсутня компенсація, необхідно розрахувати сумарний струм замикання на землю.

$$I_C = l \cdot I_{C.3.0} \ , \quad (5.12)$$

де,  $l$  - довжина кабельної лінії, км;

$I_{C.3.0}$  - питомий ємностний струм на 1 км довжини кабелю, А·км.

Налаштування захисту виконується для двох випадків: в початковий момент і через 4 секунди після замикання. Налаштування розраховують за наступною формулою:

$$I_{C.3} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_C \ , \quad (5.13)$$

де,  $K_{отс}$  – коефіцієнт калібрування, що приймається рівним 1,2;

$K_{бр}$  - коефіцієнт, що враховує кидок струму ємності під час запалення дуги, у початковий моменту часу  $K_{бр} = 4$ , після 4 з  $K_{бр} = 1,5$ ;  $I_C$  - власний місткістю струм приєднання, що захищається.

Для прикладу проведемо розрахунок згідно з вищевикладеною методикою налаштувань ТЕ, МТЗ, захисту від перевантажень та ЗНЗ для кабельної лінії 2772.

Для цього приєднання максимальний струм  $I_{раб.мах} = 23,09$  А

З таблиць 3.1 і 3.2:  $I_{k3 \max} = 2037 \text{ А}$ ,  $I_{k \max} = 1185 \text{ А}$ ,  $I_{k3 \min} = 2024 \text{ А}$ ,  $I_{k \min} = 1181 \text{ А}$ .

Виберемо уставки для струмового відсічення:

Згідно (5.9) струм спрацьовування :

$$I_{C.3.TO} = 1,1 \cdot 1185 = 1303,5 \text{ А}.$$

Вичислимо згідно (5.3) струм спрацьовування реле :

$$I_{C.P} = \frac{1303,5 \cdot 1}{6} = 217,25 \text{ А}.$$

Приймаємо до встановлення на терміналі захист  $I_{c.p.y} = 217,3 \text{ А}$ , з дією на відключення.

Тоді струм спрацьовування на первинній стороні буде:

$$I_{c.3.y} = 6 \cdot 217,3 = 1303,8 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості по (5.4) :

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2024}{1303,8} = 1,35 \leq 1,5.$$

По чутливості струмове відсічення на цьому приєднанні виставляти не будемо, оскільки вона не проходить по коефіцієнту чутливості.

Виберемо уставки для максимального струмового захисту:

Згідно (5.1) струм спрацьовування :

$$I_{C.3} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,8 \cdot 23,09 = 47,62 \text{ А}.$$

Вичислимо згідно (5.3) струм спрацьовування реле :

$$I_{C.P} = \frac{47,62 \cdot 1}{6} = 7,94 \text{ А}.$$

Приймаємо до встановлення на терміналі захист  $I_{c.p.y} = 8 \text{ А}$ , з дією на відключення.

Тоді струм спрацьовування на первинній стороні буде:

$$I_{c.3.y} = K_T \cdot I_{c.p.y} = 6 \cdot 8 = 48 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту по (5.4) :

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2024}{48} = 36,69 \geq 1,5 \quad , \quad \text{умова виконується.}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту по (5.5) :

$$K_{ч.р} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1181}{48} = 21,41 \geq 1,2 \quad , \quad \text{умова виконується.}$$

Час спрацьовування МТЗ приймаємо  $t_{сз} = 0,4$  с.

Виберемо уставки для захисту від перевантаження:

Згідно (5.11) струм спрацьовування :

$$I_{сз} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 23,09 = 26,46 \text{ А.}$$

Вичислимо згідно (5.3) струм спрацьовування реле :

$$I_{с.р} = \frac{26,46}{6} = 4,41 \text{ А.}$$

Приймаємо до встановлення на терміналі захист  $I_{с.р.у} = 4,5$  А, з дією на відключення.

Тоді струм спрацьовування на первинній стороні буде:

$$I_{сз.у} = 4,5 \cdot 6 = 27 \text{ А.}$$

Час спрацьовування захисту приймаємо  $t_{сз} = 30$  с.

Виберемо уставки для захисту від замикання на землю:

Довжина кабельної лінії  $l = 10,23$  км.

Місткістю струм лінії по (5.12) :

$$I_c = 1,04 \cdot 10,23 = 10,64 \text{ А.}$$

Струм спрацьовування по (5.13) в початковий момент часу  $t = 0$  с

$$I_{сз.} = 1,2 \cdot 4 \cdot 10,64 = 51,07 \text{ А.}$$

Розраховуємо згідно (5.3) струм спрацьовування реле :

$$I_{с.р} = \frac{51,07 \cdot 1}{6} = 8,51 \text{ А}$$

Струм спрацьовування у момент часу  $t = 4$  с по (5.13) :

$$I_{сз.} = 1,2 \cdot 1,5 \cdot 10,64 = 19,15 \text{ А.}$$

Розраховуємо згідно (5.3) струм спрацьовування реле :

$$I_{\text{с.р}} = \frac{19,15 \cdot 1}{6} = 3,19 \text{ А}$$

Розрахунок уставок інших ліній, що відходять, аналогічний, тому розрахунок зводимо в таблицю 5.1 і 5.2.

Більше, ніж уставка МТЗ секційного, а секційного більше ніж найбільшого лінійного з умови (5.2).

Вибір часу спрацьовування МТЗ для секційного і ввідного вимикача робиться по (5.8).

Виберемо уставки для секційного вимикача:

Найбільший струм для секційного вимикача:

$$I_{\text{р.мах}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}} = 0,7 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 161,66 \text{ А.}$$

По формулі (5.2) :

$$I_{\text{сз.посл.}} \geq K_{\text{нс}} \cdot (I_{\text{сз.пред.}} + \sum I'_{\text{раб.мах}}) = 1,1 \cdot (75 + 161,66) = 260,33 \text{ А.}$$

Вичислимо згідно (5.3) струм спрацьовування реле :

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{сз}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_{\text{т}}} = \frac{260,33}{40} = 6,51 \text{ А.}$$

Приймаємо до встановлення на терміналі захисту  $I_{\text{с.р.у}} = 6,6 \text{ А}$ , з дією на відключення.

Тоді струм спрацьовування на первинній стороні буде:

$$I_{\text{сз.у}} = K_{\text{т}} \cdot I_{\text{с.р.у}} = 40 \cdot 6,6 = 264 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту :

$$K_{\text{ч.о}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2022}{264} = 6,6 \geq 1,5, \quad \text{умова виконується.}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту :

$$K_{\text{ч.р}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1108}{264} = 3,6 \geq 1,2, \quad \text{умова виконується.}$$

Час спрацьовування МТЗ приймаємо  $t_{\text{сз}} = 0,6 \text{ с}$ .

Виберемо уставки для ввідних вимикачів:

Найбільший струм для ввідного вимикача:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 323,32 \quad \text{А.}$$

По формулі (5.2) :

$$I_{\text{сз.посл.}} \geq 1,1 \cdot (261,43 + 323,32) = 643,23 \quad \text{А}$$

Вичислимо згідно (5.3) струм спрацьовування реле :

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{643,23}{80} = 8,04 \quad \text{А}$$

Приймаємо до встановлення на терміналі захисту  $I_{\text{с.р.у}} = 8,1 \text{ А}$ , з дією на відключення.

Тоді струм спрацьовування на первинній стороні буде:

$$I_{\text{с.з.у}} = K_T \cdot I_{\text{с.р.у}} = 8,1 \cdot 80 = 648 \quad \text{А}$$

Коефіцієнт чутливості в основній зоні захисту :

$$K_{\text{ч.о}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{2022}{648} = 3,7 \geq 1,5 \quad , \quad \text{умова виконується}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту :

$$K_{\text{ч.р}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{1108}{648} = 1,48 \geq 1,2 \quad , \quad \text{умова виконується}$$

Час спрацьовування МТЗ приймаємо  $t_{\text{сз}} = 0,8 \text{ с.}$

### 5.3 Релейний захист трансформатора

Згідно ПУЕ вимагаються наступний захист для трансформаторів:

- струмове відсічення або диференціальний захист;
- максимальний струмовий захист;
- газовий захист;
- захист від перевантаження з дією на сигнал.

Фірмою випускається спеціальне реле захисту, яке виконує одночасно усі функції захисту для трансформаторів. Але застосування тільки одного реле захисту не можна вважати за доцільним. Для резервування необхідно встановити хоч би ще один комплект захисту з боку живлення. На цьому захисті доцільно виконати струмове відсічення і максимальний захист. На дискретний вхід цього ж реле доцільно підключити реле газового захисту трансформатора і РПН. Застосуємо для диференціального захисту реле МІСОМ Р632, а інший захист здійснимий на пристроях захисту введень. На високій стороні застосуємо реле МІСОМ Р124, а на низькій МІСОМ Р122. Захист від перевантаження є в реле МІСОМ Р632 і МІСОМ Р122. Газовий захист підключається на дискретний вхід пристрою МІСОМ Р124.

Проведемо розрахунок диференціального захисту.

Первинний номінальний струм трансформатора :

$$I_{в.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 20,99 \text{ А}; \quad (5.14)$$

$$I_{н.н.} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 230,94 \text{ А}. \quad (5.15)$$

При зовнішньому КЗ за межами зони дії диференціального захисту, трансформатори струму сторони НН обтікають струмом і реле автоматично загробується, тобто струм спрацьовування його збільшується у міру зростання струму крізного замикання (гальмівного струму). Уставкой по мірі гальмування в цифрових реле прийнято вважати відношення диференціального струму ( $I_d$ ) до гальмівного струму ( $I_t$ ) у відсотках, і розраховується воно по вираженню:

$$\frac{I_d}{I_t} = K_n(K_a \cdot \varepsilon + \Delta U), \quad (5.16)$$

де,  $K_n$  - коефіцієнт надійності дорівнює 1,2;

$\varepsilon$  - погрішність трансформаторів струму, приймається рівною 10 %;

$K_a$  - коефіцієнт, що враховує зростання погрішності при великих струмах за рахунок аперіодичної складової, приймається рівним 1,5;

$\Delta U$  - діапазон регулювання коефіцієнта трансформації трансформатора, що захищається, залежно від типу трансформатора і регулювальника РПН значення  $\Delta U$  набуває рівним 16%.

$$\frac{Id}{It} \geq 1,2(1,5 \cdot 10 + 16) = 37,2\%.$$

Приймається гальмівна характеристика. Вказане значення ви-ставляється в реле як уставки диференціального захисту.

Чутливість диференціального захисту оцінюється при мінімальному струмі двофазного КЗ на виводах НН трансформатора по формулі:

$$K_{\text{ч}} = I_{k3.\text{min}}^{(2)} / (0,3 I_{\text{ном.тр}}) \geq 2, \quad (5.17)$$

де, приведений до сторони ВН двофазний струм КЗ, А.

$$K_{\text{ч}} = 184,6 / (0,3 \cdot 20,99) = 29,32 \geq 2.$$

Міра гальмування оцінюється при трифазному максимальному струмі КЗ на шинах НН підстанції по вираженню:

$$Id = \left( \frac{Id}{It} \right)_{\text{уст}} \frac{I_{k3.\text{max}}^{(3)}}{I_{\text{ном.тр}}}. \quad (5.18)$$

У нашому прикладі:

$$Id = 40 \cdot 2024 / 230,94 = 350\%, \quad \text{тобто уставка зросла в 11,7 разів.}$$

При струмах КЗ понад 6  $I_{\text{ном.тр}}$  спрацьовує диференціальна струмова відсічка. При цьому струм - чинник гальмування, вже не діє.

Розрахуємо струмове відсічення для трансформатора.

Згідно (5.9) струм спрацьовування :

$$I_{\text{с.з.то}} = 1,2 \cdot 221,41 = 265,69 \text{ А.}$$

Вичислимо згідно (5.3) струм спрацьовування реле :

$$I_{\text{с.р}} = \frac{265,69 \cdot 1}{20} = 13,28 \text{ А.}$$

Приймаємо до налаштування на терміналі захит  $I_{с.р.у} = 13,3$  А, з дією на відключення.

Тоді струм спрацьовування на первинній стороні буде:

$$I_{с.з.у} = 20 \cdot 13,3 = 266 \text{ А}.$$

Коефіцієнт чутливості по (5.4) :

$$K_{ч.о} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{5919}{266} = 19,2 \geq 2, \quad \text{тобто умова виконується.}$$

Виберемо уставки для захисту від перевантаження:

Згідно (5.11) струм спрацьовування :

$$I_{с.з} \geq \frac{1,1}{0,96} \cdot 20,99 = 24,05 \text{ А}.$$

Вичислимо згідно (5.3) струм спрацьовування реле :

$$I_{с.р} = \frac{24,05}{20} = 1,21 \text{ А}.$$

Приймаємо до налаштування на терміналі захит  $I_{с.р.у} = 1,3$  А, з дією на сигнал. Тоді струм спрацьовування на первинній стороні буде:

$$I_{с.з.у} = 1,3 \cdot 20 = 26 \text{ А}.$$

Виберемо уставки для максимального струмового захисту:

Згідно (5.1) струм спрацьовування :

$$I_{с.з.нн} \geq \frac{1,2}{0,96} \cdot 2,2 \cdot 2 \cdot 161,66 = 889,13 \text{ А}.$$

Цей струм на стороні ВН :

$$I_{с.з.вн} = I_{с.з.нн} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн} \cdot (1 - \Delta U_{рнн})} = 889,13 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 96,64 \text{ А}.$$

По умові узгодження із захистом введення :

$$I_{с.з.вн} = K_{нс} \cdot I_{с.зв} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн} \cdot (1 - \Delta U_{рнн})} = 1,2 \cdot 648 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 84,52 \text{ А}.$$

Вибираємо більше значення.

Вичислимо згідно (5.3) струм спрацьовування реле :



$$I_{c.p} = \frac{96,64 \cdot 1}{20} = 4,83 \text{ А.}$$

Приймаємо до налаштування на терміналі зашит  $I_{сру} = 4,9 \text{ А.}$

Тоді струм спрацьовування на первинній стороні буде:

$$I_{с.з.у} = K_T \cdot I_{с.р.у} = 20 \cdot 4,9 = 98 \text{ А.}$$

Коефіцієнт чутливості в резервній зоні захисту по (5.5) :

$$K_{ч.р} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{184,8}{98} = 1,63 \geq 1,2 \quad , \quad \text{умова виконується.}$$

## Висновки

У цій главі прийняли до установки MICOM P122 і MICOM P632, тому що ці види захисту задовольняють усім вимогам для захисту фідерів, що відходять, а також для захисту трансформатора.

В результаті розрахунку на лініях, що відходять, прийняли уставки максимально струмового захисту, захисту від перевантаження і від замикання на землю. Струмове відсічення встановлюватися не буде, оскільки не проходить по чутливості. На секційних і ввідних вимикачах розраховували максимальний струмовий захист, який в основній зоні захисту задовольняє чутливості і захист від перевантаження. Для захисту від ушкоджень трансформатора провели розрахунок струмового відсічення, диференціального захисту, захисту від перевантаження і максимального струмового захисту.

## **6 РОЗРОБЛЕННЯ ОКРЕМИХ ЕТАПІВ СТАРТАП-ПРОЕКТУ**

Ідеєю даного стартап - проекту є запровадження модернізацій на підстанціях України, в яких закінчується строк служби обладнання та мають малий коефіцієнт завантаження.

Через те, що більшість підстанцій на території України розраховувались та будувались ще в минулому столітті, то питання економії та ефективного використання електроенергії не було таким актуальним. Більшість підстанцій будувалися з великим запасом потужностей. На даний час ці запаси, це великий тягар для економічного та ефективного енергоспоживання.

На даний час всі підприємства переходять на використання енергозберіжних приладів та устаткування. Що призводить до зменшення використання електроенергії і збільшення коефіцієнта не елективного завантаження підстанцій кожного року. Також не можливо ігнорувати той факт, що в Україні зараз та у майбутньому не буде такої індустріалізації, як за часи СРСР.

Тому буде розглянуто економічну доцільність у модернізації 10 кВ трансформатору на 4 кВ трансформатор, для забезпечення зростання коефіцієнту ефективного завантаження на базі підстанції «Західна».

### **6.1 Визначення обсягу інвестиційних витрат при реконструкції підстанції як елемент фінансово-економічний аналізу.**

Витрати на реконструкцію включають вартість устаткування, вартість демонтажних і монтажних робіт. Вартість електромонтажних робіт складається з прямих витрат, накладних витрат і планових накопичень. Прямі витрати визначаються на підставі діючих кошторисних норм. Прямі витрати враховують основну заробітну плату робітників, вартість матеріалів, виробів, конструкцій і експлуатації будівельних машин.

Накладні витрати враховують витрати будівельно-монтажних організацій, пов'язані із створенням загальних умов виробництва, його обслуговуванням, організацією і управлінням.

Планові накопичення є нормативним прибутком будівельно-монтажних організацій, що враховується в кошторисній вартості будівельно-монтажних робіт.

Прямі витрати занесемо до таблиці 6.1

Таблиця 6.1 – Прямі витрати у вигляді собівартості електроустаткування

№	Тип електроустаткування	Кількість одиниць, шт.	Ціна одиниці, грн	Загальна вартість, грн.
1	Трансформатор ТМН 4000/110/10	1	414 200	414 200
2	Роз'єднувачі LTD – 145 D1	6	53 200	319 200
4	Трансформатор тока ТФЗМ-110	2	64 600	129 200
5	Вимикачі ВВ/TEL - 10	2	83 600	167 200
8	Комірка КРУ 2-10	14	123 500	1 729 000
9	Конденсаторні установки	2	95 000	190 000
10	Micome P122	12	650 000	2 964 000
11	Micome P632	2	326 800	653 600
12	ОПУ		2 394 000	2 394 000
13	Зв'язок і сигналізація		82 840	82 840
Загалом:				8 389 640

До таблиці 6.2 занесемо накладні витрати, які враховують транспортні, складські та монтажні витрати.

Таблиця 6.2 – Накладні витрати

№	Тип електроустаткування	Витрати по оптовим цінам, грн	Транспортні витрати, 10%	Складські витрати, 2%	Монтажні витрати, 8%	Загальна балансова вартість
1	Трансформатор ТМН 4000/110/10	414 200	41 420	8 284	33 136	497 040
2	Роз'єднувачі LTD – 145 D1	319 200	31 920	6 384	25 536	383 040
3	Трансформатор тока ТФЗМ-110	129 200	12 920	2 584	10 336	155 040
4	Вимикачі ВВ/TEL - 10	167 200	16 720	3 344	13 376	200 640
5	Комірка КРУ 2-10	1 729 000	172 900	34 580	138 320	2 074 800
6	Конденсаторні установки	190 000	19 000	3 800	15 200	228 000
7	3 <i>Micome</i> P122	2 964 000	296 400	59 280	237 120	3 556 800
8	<i>Micome</i> P632	653 600	65 360	13 072	52 288	782 320
9	ОПУ	2 394 000	239 400	47 880	191 520	2 872 800
10	Зв'язок і сигналізація	82 840	8 240	1 656,8	6 627,2	99 364
Всього:		8 389 640	838 964	167 792,8	671 171,2	10 621 844

## 6.2 Розрахунок фінансово-економічні показників заміни устаткування на підстанції як елемент фінансово-економічний аналізу.

При реконструкції електричної підстанції 110/10 кВ "Західна" головною причиною заміни трансформаторів являється завершення строку служби і малий коефіцієнт завантаження. Заміна трансформаторів потужністю 10000 кВ·А на трансформатори потужністю 4000 кВ·А призводить до збільшення коефіцієнта завантаження і зменшення втрат потужності і електричної енергії.

Розрахунок втрат електроенергії ведеться за часом найбільших втрат.

Час найбільших втрат визначається за формулою:

$$\tau = (0,124 + T_{\text{нб}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760, \quad (6.1)$$

де,  $T_{\text{нб}}$  - час використання максимального навантаження, який для трансформаторів електричної підстанції "Західна" складає 3500 год./рік

Час найбільших втрат складає:

$$\tau = (0,124 + 3500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1968,16 \text{ год./рік}$$

Відповідно до цього методу втрати активної енергії в трансформаторі будуть рівні:

$$\Delta W_T = \Delta P_K \cdot \beta^2 \cdot \tau + \Delta P_X \cdot T, \quad (6.2)$$

де,  $\Delta P_K$  - втрати короткого замикання в трансформаторі, кВт;

$\Delta P_X$  - втрати холостого ходу в трансформаторі, кВт;

$T$  - час включення трансформатора, приймається рівним 8760 годин в рік;

$\beta$  - коефіцієнт завантаження трансформатора.

Коефіцієнт завантаження визначається по вираженню:

$$\beta = \frac{S}{S_{н.т}}, \quad (6.3)$$

де,  $S$  - потужність, що протікає через трансформатор, кВ·А;

$S_{н.т}$  - номінальна потужність трансформатора, кВ·А.

Втрати активної потужності в трансформаторі визначаються по формулі:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot \beta^2 + \Delta P_x. \quad (6.4)$$

Визначення втрат потужності і електричної енергії в трансформаторах на 10000 кВ·А по формулах (6.2) і (6.4) :

$$\Delta P_{10000 \text{ кВ}\cdot\text{А}} = 15,2 + 15,2 + 60 \cdot \left( \frac{1905,26}{10000} \right)^2 + 60 \cdot \left( \frac{2944,49}{10000} \right)^2 = 37,78 \text{ кВт.}$$

$$\Delta W_{10000 \text{ кВ}\cdot\text{А}} = (15,2 + 15,2) \cdot 8760 + \left( 60 \cdot \left( \frac{1905,26}{10000} \right)^2 + 60 \cdot \left( \frac{2944,49}{10000} \right)^2 \right) \cdot 1968,16 = 280,829 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год./рік}$$

Визначення втрат потужності і електричної енергії в трансформаторі потужністю 4000 кВ·А:

$$\Delta P_{4000 \text{ кВ}\cdot\text{А}} = 5,5 + 5,5 + 22 \cdot \left( \frac{1905,26}{4000} \right)^2 + 22 \cdot \left( \frac{2944,49}{4000} \right)^2 = 27,91 \text{ кВт.}$$

$$\Delta W_{4000 \text{ кВ}\cdot\text{А}} = (5,5 + 5,5) \cdot 8760 + \left( 22 \cdot \left( \frac{1905,26}{4000} \right)^2 + 22 \cdot \left( \frac{2944,49}{4000} \right)^2 \right) \cdot 1968,16 = 129,647 \text{ тис.кВт}\cdot\text{год./рік}$$

Зміна втрат потужності і електроенергії за рік після заміни на трансформатор меншої потужності зменшилися на величину:

$$\Delta P = 37,78 - 27,91 = 9,87 \text{ кВт.}$$

$$\Delta W = 280,829 - 129,647 = 151,182 \text{ тис. кВт}\cdot\text{год.}$$

Економія в грошовому вираженні складе:

$$\Delta\Pi = (12 \cdot a\Delta P + e \cdot \Delta W) \cdot (0,27 + 0,73 \cdot \frac{K_H}{K_6}) = (12 \cdot 14767,3 \cdot 9,87 + 137,2 \cdot 151182) \cdot (0,27 + 0,73 \cdot \frac{2150}{2172}) =$$

$$= 1,562 \text{ млн. грн./рік}$$

де,

$\Delta P$  - втрата потужності за рік,  $\Delta W$  - втрата електроенергії за рік,  $e$  – тарифна ставка за 1 кВт\*год спожитої електроенергії.

Таким чином статичний термін окупності:

$$T_{ок} = \frac{K}{\Delta\Pi} = \frac{10,392}{1,562} = 6,7 \text{ років.}$$

де,

$K$  – загальна сума накладних витрат, визначена у таблиці 7.2

Визначимо економічний ефект за нормативний строк експлуатації 20 років.

Розрахунки наведені в таблиці 7.3.

Таблиця 6.3 -Визначення економічного ефекту від заміни трансформаторів  
за увесь строк експлуатації

Роки	Капітало вкладення, млн. грн.	Прибуток, млн. грн.	Чистий грошовий потік, млн. грн./рік	Коефіцієнт дисконту	Дисконтований потік готівки, млн. грн./рік	Накопичувальним підсумком, млн. грн.
0	10,392	0,000	-10,392	1,000	-10,392	-10,392
1		1,562	1,562	0,909	1,420	-8,972
2		1,562	1,562	0,826	1,292	-7,680
3		1,562	1,562	0,751	1,174	-6,506
4		1,562	1,562	0,683	1,067	-5,439
5		1,562	1,562	0,621	0,970	-4,468
6		1,562	1,562	0,564	0,882	-3,586
7		1,562	1,562	0,513	0,801	-2,784
8		1,562	1,562	0,467	0,728	-2,055
9		1,562	1,562	0,424	0,662	-1,392
10		1,562	1,562	0,386	0,602	-0,790
11		1,562	1,562	0,350	0,547	-0,242
12		1,562	1,562	0,319	0,497	0,255
13		1,562	1,562	0,290	0,452	0,707
14		1,562	1,562	0,263	0,411	1,119



## Продовження таблиці 6.3

15		1,562	1,562	0,239	0,374	1,493
16		1,562	1,562	0,218	0,339	1,833
17		1,562	1,562	0,198	0,309	2,142
18		1,562	1,562	0,180	0,280	2,424
19		1,562	1,562	0,164	0,255	2,679
20		1,562	1,562	0,149	0,232	2,911

**Висновки**

У даному розділі було розглянуто фінансову складову проекту з модернізації підстанції «Західна». З розрахунків видно, що виконана модернізація по заміні трансформаторів ТДН- 10000/110/10 на ТМН- 4000/110/10 є ефективною.

## **7. ОХОРОНА ПРАЦІ ТА БЕЗПЕКА У НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЯХ ПІД ЧАС МОДЕРНІЗАЦІЇ ПІДСТАНЦІЇ «ЗАХІДНА»**

Під час процесу модернізації релейного захисту на підстанції «Західна» необхідно забезпечити безперебійну роботу об'єкта та дотримання охорони праці і безпеки у надзвичайних ситуаціях, а також запропонувати комплекс техніко-організаційних заходів і засобів до безпечного виконання робіт є метою розділу магістерської дисертації.

### **7.1 Загальна характеристика трансформаторної підстанції «Західна»**

Електрична підстанція 110/10 кВ "Західна" є електроустановкою для прийому, перетворення і розподілу електричної енергії, в місті Житомир, загальною площею 2330 м<sup>2</sup>. Підстанція включає розподільні пристрої (ОРУ- 110кВ, РУ- 10 кВ), два трансформатори (ТДН- 10000/110/10), пристрої управління, релейний захист і інші допоміжні пристрої.

Підстанція "Західна" призначена для електропостачання трамвайного управління, а також, для експериментальної бази "ЦКБМ" і дитячої лікарні .

Трамвайне управління відноситься до споживачів I категорії.

Одним з важливих об'єктів міста є дитяча лікарня, яка також відноситься до споживачів I категорії, оскільки перерва електропостачання її може спричинити небезпеку для життя людей.

"ЦКБМ", яка відноситься до споживачів II категорії.

Таблиця 7.1. Характеристика місця виконання робіт

Найменування ЕУ	Вид розміщення	Розміщення робочого місця	Категорія електроприміщення	Категорія з пожежної безпеки
Розподільний пристрій типу КРУ2 - 10	Внутрішнє ЕУ	Окреме приміщення на поверхні землі, (21х12х3) м	приміщення з підвищеною небезпекою	П-І

Таблиця 7.2. Характеристика додаткової системи релейного захисту

Найменування ЕУ і марка	Основні характеристики	Числове значення показника
Релейний захист фірми "ALSTOM"	Номінальна напруга релейного захисту	20/250 В 20 В напруга керування 250 В напруга живлення
	Габаритні розміри	177х155х166 мм
	Маса	2,9 кг
КРУ2-10	Номінальна напруга	10 кВ
	Номінальний струм	630-3150 А
	Габаритні розміри шафи	900х1664х2380 мм

## 7.2 Перелік робіт та склад бригади при модернізації релейного захисту

Таблиця 7.3. Послідовність виконання робіт при модернізації релейного захисту

Вид робіт	Спосіб доставки і розгрузки	Період виконання робіт і тривалість	Кількісний склад бригади	Група з електробезпеки
Демонтаж застарілого механічного релейного захисту	В ручну	Одноразово, червень 10 робочих днів	2(3) особи	ІІІ

## Продовження таблиці 7.3

Монтаж цифрового релейного захисту фірми "ALSTOM"	В ручну	Одноразово, червень 15 робочих днів	2(3) особи	III
---	---------	-------------------------------------	------------	-----

**7.3 Аналіз умов праці на робочих місцях електротехнічних працівників**

Таблиця 7.4. Чинники умов праці та їх показники

Найменування чинника	Основні характеристики	Числове значення показника
Параметри мікроклімату	Температура повітря Вологість	(10...25) °C (60...85) %
Важкість праці	Переміщення вантажів Робоче положення Статичні та динамічні навантаження Категорія робіт	До 10 кг «стоячи», «стоячи зігнувшись» 55 Вт, (250...300) (Вт·год)  2 категорія
Напруженість праці	Тривалість зосередженого спостереження Тривалість активних дій Змінність Напруженість органів чуття: зір Категорія	50 % робочого часу  20 % робочого часу 1 зміна, 8 один 40 % робочого час  2 категорія
Освітлення: штучне розташоване по внутрішньому периметру приміщення ЛПО03х40	Освітленість, лк	150 - 200 лк
Шум утворений в наслідок роботи : КРУ2 – 10,ТДЗЛ-0,66,ТПЛ-10,системи вентиляції у шафі	Рівень звуку дБА	90дБА

## 7.4 Визначення та оцінка небезпечних і шкідливих чинників

Таблиця 7.5. Перелік небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Небезпечні і шкідливі чинники	Фактичне значення	Допустиме значення
Електричного походження		
Напруга	10 кВ	6 В
Струм	630-3150 А	0,6 мА
Неелектричного походження		
Шум	90 дБА	85 дБА
Оцінка умов праці	Шкідливі 2 категорії	

Аналізуючи умови праці електротехнічних працівників в ході модернізації релейного захисту встановлено, що в умовах переобладнання трансформаторної підстанції рівень важкості відноситься до 2 категорії і рівень напруженості - до 2 категорії санітарно-гігієнічних умов у виробничих приміщеннях та на робочих місцях. Як наслідок, є вплив небезпечних і шкідливих виробничих чинників: струм, напруга, шум, висока напруженість праці, а також, виконання роботи з інтелектуальним перевантаженням.

## 7.5 Вибір технічних засобів і заходів безпеки робіт в енергоустановках

Таблиця 7.6. Технічні і організаційні заходи

Вид заходу	Найменування заходу	Опис, показники і характеристики
Технічні заходи з електробезпеки		

## Продовження таблиці 7.6

Заземлення корпусу шаф керування.	Захисне заземлення	ПВ-3 25 ЗЗЦМ. 25мм <sup>2</sup> , PVC
Огороджувальний засіб На підстанції передбачено 12 шаф.	Шафа слугує огороджувальним захистом	Встановлено замок,замикання на ключ.
Організаційні заходи з електробезпеки		
Категорія робіт щодо заходів безпеки	Роботи без напруги.	Наряд-допуск на 15 робочих днів

### 7.6 Вибір засобів індивідуального захисту для обмеження впливу небезпечних і шкідливих виробничих чинників

Таблиця 7.7. Перелік засобів індивідуального захисту

Вид ЗІЗ	Призначення	Марка або маркування. Модель. Матеріал.	Гарантований термін використання	Технічні характеристики
Захисний одяг	Захист від механічних ушкоджень	Комбінезон бавовняний	2 роки використання	За температури повітря 10-25 °С
Захисне взуття	Захист від механічних ушкоджень	МЗ «Електра». Черевики.	6 місяців	Під час переміщення вантажів масою до 15 кг
Захист рук	Захист від механічних ушкоджень	Рукавички, поліестер з бавовною.	5 робочих змін	Під час монтажних робіт
Захист голови	Захист від електричного струму	Каска від механічного впливу. Полікарбонат.	2 рока	Під час монтажних робіт
Захист органів слуху	Зниження рівня шуму на 10 дБА	«ДПЕ 30». Поліуретан.	12 місяців	Під час роботи з підвищеним звуковим навантаженням

Таблиця 7.8. Перелік електрозахисних засобів

Вид ЕЗЗ	Найменування	Технічні характеристики	Призначення і норми випробувань
Електрозахисний засіб	Діелектричні рукавички	Для робіт під напругою до 0,5 кВ	Підключення ЕУ після ремонту.

## Продовження таблиці 7.8

Контрольно-сигнальні прилади	Ізолювальні кліщі	Прилад для вимірювання струму без розриву ланцюга	0,5 кВ Раз у 24 місяці
Показчики напруги	Універсальний мультиметр	Для визначення напруги у вузлі	0,5 кВ Раз у 24 місяці
Захисні пристосування	Ізолюючі підставки	Додаткові захисні засоби	1 кВ Раз у 24 місяці

### 7.7 Вибір заходів із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій

Таблиця 7.9. Перелік заходів і засобів з пожежної безпеки

Група заходів	Технічні характеристики	Критерії вибору
Технічні		
Вуглекислотний вогнегасник ВВ-2:	Пересувний, тривалість дії – 25с, довжина струмені – 5м	У приміщенні, розміщено в кутах підстанції. Загалом 4шт
Блискавкозахист	Сітчастий, на поверхні даху, з кроком 60 см.	II категорія
Автоматична система пожежегасіння	Газова система пожегасіння	Застотовується. в РУ
Організаційні		
План дій з попередження пожеж і вибухів	Вимоги до евакуаційних заходів, планах евакуації, забезпечення дотримання протипожежних вимог, виконання приписів і постанов органів	Відділ з охорони праці

## Продовження таблиці 7.9

ЗІЗ			
Захисний одяг	БК «КОМБІ», комбінезон	Багаторазового використання. Термін зберігання – 6 років.	
Протигаз	М98 «Scott» з фільтром ХС від монооксиду вуглецю.	Температура зберігання – від 30 °С до 170 °С. Термін зберігання – 15 років	

**7.8 Розрахунок технічного заходу з безпеки експлуатації****1. Розрахунок площі перерізу кабеля заземлення КРУ 2-10**

Для розрахунку площі перерізу кабеля заземлення використовують формулу :

$$S \geq \frac{I\sqrt{t}}{k};$$

Де S – площа перерізу, I – струм короткого замикання, t – час спрацьовування захисту, k – коефіцієнт значення, якого залежить від матеріалу захисного провідника, його ізоляції.

**Розрахунок:**

I = 4000 А, заявлено виробником.

t = 1 с, заявлено виробником.

k = 176, згідно таблиць ПУЕ для мідних кабелів з полівінілхлоридною ізоляцією.

Підставимо данні у формулу :

$$S \geq \frac{4000\sqrt{1}}{176};$$

$S \geq 22,7$ , округлимо значення до 25 мм<sup>2</sup>.

Згідно розрахунків оберемо кабель ПВ-3 25 ЗЗЦМ.

Данні занесемо до таблиці 7.6

**Висновки**

Дотримання охорони праці і безпеки у надзвичайних ситуаціях стало пріоритетом держави, тому як, проблеми захисту населення і територій країни від надзвичайних ситуацій продовжують залишатися досить актуальними . Запропонований комплекс техніко-організаційних заходів і засобів до безпечного виконання робіт при реконструкції трансформаторної підстанції «Західна».



При виконанні розділу «Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час модернізації релейного захисту підстанції «Західна» наведено загальні характеристики даного об'єкту з урахуванням розташування та переліком електроустаткування, яке забезпечує надійне електропостачання споживачам I і II категорії і є приміщенням з підвищеною небезпекою (П-I).

Аналізуючи умови праці електротехнічних працівників в ході модернізації релейного захисту на підстанції «Західна» встановлено, що в умовах переобладнання підстанції рівень важкості відноситься до 2 категорії і рівень напруженості - до 2 категорії санітарно-гігієнічних умов у виробничих приміщеннях та на робочих місцях. Обґрунтовано групи чинників, що зумовлюють шкідливість умов праці. Як наслідок, є вплив небезпечних і шкідливих виробничих чинників (НШВЧ): з високою напруженістю праці, а також, виконання роботи з інтелектуальним перевантаженням. Оцінка умов праці – шкідливі, 2 категорії.

Зазначено вибір технічних і організаційних заходів електробезпеки.

Перелічені електрозахисні засоби за їх технічними характеристиками, призначеннями і нормами випробувань, а також засоби з пожежної безпеки із запобігання та ліквідації наслідків надзвичайних ситуацій.

## ВИСНОВКИ

У мігістерській дисертації було розглянуто головну схему електричних з'єднань, ознайомлення з основним електричним устаткуванням підстанції, досліджували режими роботи силових трансформаторів Т1 і Т2, визначили їх коефіцієнти завантаження.

Силові трансформатори ТДН-10000/110/10 виробили свій амортизаційний термін служби і мають низькі коефіцієнти завантаження, тому замінили їх на трансформатори типу ТМН- 4000/110/10.

При реконструкції підстанції "Західна" застосована схема містка з вимикачами у трансформаторів. Для живлення власних потреб встановлено два трансформатори типу ТМ- 100/10/0,4.

Також у магістерській дисертації зробили заміну масляних вимикачів ВМПП- 10 на вакуумні типу ВВ/TEL - 10-12,5, на стороні 110 кВ встановили елегазові вимикачі типу LTB - 145D1 і роз'єднувачі типу D - 123. На стороні 110 і 10 кВ замість розрядників встановили ОПН-У/TEL -110/84-УХЛ1, ОПН-Р/TEL -10/11,5-УХЛ1. Зробили заміну трансформаторів струму ТПЛ- 10 на ТПК- 10, трансформаторів напруги НТМИ- 10 на НАМИТ-10-У3. На стороні 110 кВ також встановили заземляючі дугогасильні реактори типу РУОМ- 480/11У.

Для захисту ліній, що відходять, застосовуємо мікропроцесорні пристрої МІСОМ Р122, для диференціального захисту трансформатора МІСОМ Р632. Інші захисти трансформаторів виконані на пристроях захисту введень. На високій стороні застосували МІСОМ Р124, а на низькій МІСОМ Р122.

Був складений кошторис на реконструкцію підстанції "Західна". Також визначили основні техніко-економічні показники, з якого видно, що заходи щодо заміни устаткування економічно доцільні.

У розділі Охорона праці та безпека у надзвичайних ситуаціях під час модернізації підстанції «Західна», розкриті питання організації охорони праці під час модернізації.

## ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Бойчик І. М. Економіка підприємства: навч. посіб.:– Вид. 2-ге, переробл. І допов. Київ : Атіка, 2007. 528 с.
2. Бунько В. Я. Аналіз методів та засобів підвищення надійності елементів релейного захисту. *Технологічний аудит та резерви виробництва*. 2015. Вип. 3/1 (23). С. 26–30.
3. Вакуленко О. О., Оліярник П.О., Бартків А.М. Аналіз надійності схем релейного захисту в електромережах високої напруги. *Теоретичні та прикладні аспекти радіотехніки, приладобудування і комп'ютерних технологій* : зб. учасн. матеріалів IV Міжнар. наук.-техн. конф. Тернопіль, 2019. С. 278–280.
4. Гребченко Н.В. Интеграция функций цифровой релейной защиты и средств диагностирования электрооборудования *Збірник наукових праць Донецького державного технічного університету. Сер. Електротехніка і енергетика*. 2000. Вип. 21. С. 21-24.
5. Грищук Ю. С., Тимошенко Р.Ф. Аналіз надійності мікропроцесорних пристроїв релейного захисту. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»* : зб. наук. праць. Вип. 16. Харків, 2010. С. 21–28.
6. Гуревич В.И. Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты: мифы и реальность. *Проблемы энергетики*. Вип. 5-6. 2008.С. 47–62.
7. ГКД 34.20.507:2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики», Київ, 2003. 598 с.
8. ГН 3.3.5-8-6.6.1:2014. Гігієнічна класифікація праці за показниками шкідливості та небезпечності факторів виробничого середовища, важкості та

напруженості трудового процесу вимогами. [Чинний від 2014-08-04]. Київ, 2014. 85 с.

9. ДБН В.2.2-15:2005. Державні будівельні норми. Будинки і споруди. Житлові будинки. Основні положення. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2005. 6 с.

10. ДБН В.2.5-56:2010. Державні будівельні норми. Системи протипожежного захисту. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2010. 34 с.

11. ДСН 3.3.6.042:99. Державні санітарні норми мікроклімату виробничих приміщень. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 1999. 56 с.

12. ДНАОП 1.1.10-1.01:97. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів напругою до 500 кВ. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 1998. 105 с.

13. ДНАОП 0.00-1.21:98. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів напругою до 220 кВ. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 1998. 55 с.

14. ДСТУ ISO 13688:2001. Одяг захисний. Загальні вимоги. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2001. 6 с.

15. ДСТУ 7239:2011. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація. Вид. офіц. Київ: Держстандарт України, 2011. 6 с.

16. ДНАОП 1.1.10-1.07-01. Правила експлуатації електрозахисних засобів. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2002. 46 с.

17. ДБН В.2.5-23:2010. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного призначення. Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2010. 55 с.

18. Євдін О. М. Захист населення і територій від надзвичайних ситуацій. Т. 1. Техногенна та природна небезпека: посібник. Київ, 2007. 636 с.

19. Жидецький В.Ц., В.М. Джигирей, В.С. Сторожук. Практикум з охорони праці: навч. посіб. Львів: Афіша, 2000. 348 с.

20. Катеринич М. Б. Аналіз та оцінка інвестиційних проєктів . *Економічна наука. Інвестиції: практика та досвід*. Вип. 16. 2007. С. 11–17.
21. Літвінов В. В., Саченко Я.С. Порівняльний аналіз надійності схем релейного захисту з електромеханічними та мікропроцесорними реле *Гідроенергетика України*. Вип. 1–2. 2015. С. 10–17.
22. Маліновський А.А., Хохулін Б.К. Основи електроенергетики та електропостачання: підручник. Вид.2-ге, переробл. і допов. Львів: Видавництво Національного університету "Львівська політехніка", 2009. 436 с.
23. НАПБ А.01001:2004. Правила пожежної безпеки в Україні. Вид. офіц. Київ: Держспоживстандарт України, 2004. 45 с.
24. НПАОП 0.00-4.12-05. Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці. [Чинний від 2005-26-01]. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2005. 15 с.
25. НПАОП 0.00-1.15-07. Правилами охорони праці під час виконання робіт на висоті: наказ Державного комітету України з промислової безпеки, охорони праці та гірничого нагляду. [Чинний від 2007-27-03]. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2007. 25 с .
26. НПАОП 63.21-1.22:07. Правила охорони праці під час вантажно-розвантажувальних робіт. Вид. офіц. Київ: Держнаглядохоронпраці, 2007. 35 с.
27. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ-2018). Вид. офіц. Харків: Форт, 2018. 458 с.
28. Попадченко С. А. Современные подходы к модернизации электрических сетей в электроэнергетической отрасли Украины. *Енергетика та комп'ютерно-інтегровані технології в АПК*. Вип. 2. 2016. С. 21–24.
29. Релейний захист «Alstom»: веб-сайт: <http://www.alstom.com> (дата звернення 17.10.2020)

30. Стогний Б.С., Кириленко А.В. Информатизация и интеллектуализация электроэнергетических объектов (проблемы, перспективы и возможности) : навч. посіб. Київ, 1998. 245 с.
31. СНіП 2.04.05.91. Державні санітарні правила і норми. Опалення, вентиляція і кондиціонування повітря. II Вид. офіц. Київ: Міністерство енергетики, 2010. 76 с.
32. Третьякова Л.Д., Литвиненко Г.Є. Засоби індивідуального захисту: виготовлення та застосування: навч. посіб. Київ: Лібра, 2008. 317 с.
33. Ткачук К.Н., Зацарний В.В., Третьякова Л.Д., Мітюк Л.О. Охорона праці і промислова безпека: навч. посіб. Київ: Лібра, 2010. 425 с.
34. Цифровые комбинированные трансформаторы тока и напряжения ЦТТН-6 (10), 35, 110 кВ. веб-сайт: <https://digitrans.ru/ctcttin/> (дата звернення 10.11.2020 )